



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

Título del proyecto:

SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN UNA LAVANDERÍA
INDUSTRIAL

Documento nº 1: Memoria

Alumna: Haizea Ortega Leoz

Tutor: Juan José Aguas Alcalde

Pamplona, Febrero de 2013

Índice

1. Memoria.....	4
1.1 Introducción	4
1.1.1 Concepto de cogeneración	4
1.1.2 Historia de la cogeneración.....	5
1.1.2.1 Cogeneración en España.....	6
1.1.3 Elementos de una planta de cogeneración	8
1.1.4 Tipos de plantas de cogeneración	8
1.1.4.1 Cogeneración con turbina de vapor	9
1.1.4.1.1 Turbina de vapor a contrapresión.....	10
1.1.4.1.2 Turbina de vapor de condensación.....	11
1.1.4.2 Cogeneración con turbina de gas.....	12
1.1.4.3 Cogeneración con ciclo combinado de turbina de gas y vapor	13
1.1.4.4 Cogeneración con motor alternativo	14
1.1.4.5 Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor	14
1.2 Objeto del proyecto.....	15
1.3 Antecedentes.....	16
1.4 Datos de partida	17
1.4.1 Régimen jurídico y económico	20
1.4.1.1 Tarifas.....	20
1.4.1.2 Modificación del régimen económico (discriminación horaria)	21
1.4.1.3 Rendimiento eléctrico equivalente	21
1.4.1.4 Complemento por eficiencia.....	21
1.4.1.5 Complemento por energía reactiva.....	22
1.4.1.6 Impuesto eléctrico	22
1.4.1.7 Impuesto al gas natural (céntimo verde)	22
1.4.1.8 Equipos de medida para el cálculo de rendimiento eléctrico equivalente	23
1.4.2 Combustible	24
1.4.3 Descripción del sistema de cogeneración	25
1.4.3.1 Sistema de cogeneración con motor de gas	25
1.4.3.2 Ventajas de un sistema de cogeneración con motores a gas.....	26
1.5 Posibles soluciones	27
1.6 Solución adoptada.....	29
1.7 Descripción de lo proyectado	30
1.7.1 Descripción	30
1.7.2 Instalaciones.....	30

1.7.2.1	Caseta de cogeneración	31
1.7.2.1.1	Motor.....	31
1.7.2.1.2	Alternador	36
1.7.2.1.3	Sistema de potencia y control de la instalación	37
1.7.2.1.3.1	Cuadro de potencia.....	37
1.7.2.1.3.2	Cuadro de control.....	38
1.7.2.1.4	Sistema de recuperación y refrigeración de calor	40
1.7.2.1.5	Caseta e instalaciones auxiliares	40
1.7.2.2	Caldera de recuperación	42
1.7.2.3	Instalación de interconexión eléctrica	46
1.7.2.3.1	Línea subterránea de alta tensión	46
1.7.2.3.2	Centro de seccionamiento y transformación	46
1.7.2.3.3	Baja tensión.....	48
1.7.2.4	Instalación receptora de gas natural	48
1.7.3	Procedimiento de medida y registro de la energía	49
1.7.3.1	Cómputo de energía eléctrica generada.....	49
1.7.3.2	Cómputo de combustible.....	49
1.7.3.3	Cómputo de energía recuperada	50
1.7.4	Seguridad. Medidas contra incendios y alumbrado	50
1.8	Balance energético del sistema de cogeneración	51
1.8.1	Justificación y cálculo del rendimiento eléctrico equivalente	53
1.9	Balance económico del sistema de cogeneración	54
1.10	Resumen del presupuesto.....	57
1.11	Bibliografía	58
1.11.1	Libros	58
1.11.2	Páginas web	58
1.11.3	Publicaciones periódicas	58
1.11.4	Apuntes de la carrera	58
1.11.5	Programas de ordenador	58

1. Memoria

1.1 Introducción

1.1.1 Concepto de cogeneración

Cogeneración significa producción simultánea de dos o más tipos de energía. Normalmente las energías generadas son electricidad y calor, aunque puede ser también energía mecánica y calor (y/o frío).

La producción conjunta supone que puede ser utilizada simultáneamente, lo que implica proximidad de la planta generadora a los consumidores, en contraposición al sistema convencional de producción de electricidad en centrales termoeléctricas independientes, donde también se desprende calor, pero éste no es aprovechado y ha de ser eliminado al ambiente.

Recordemos que la termodinámica obliga a la evacuación de una cierta cantidad de calor en todo proceso térmico de producción de electricidad, ya que toda la energía liberada no puede transformarse en trabajo. El objetivo de la cogeneración es que esa energía que no puede transformarse en trabajo lo haga en calor útil.

Las principales características diferenciales de la cogeneración son, pues, las siguientes:

- Se aprovechan varios tipos de energía, por lo que tiene un potencial de rendimiento mayor que una central convencional. A su vez este mayor rendimiento da origen a tres de sus mayores ventajas: menor consumo de combustible, coste de producción menor y reducción del impacto ambiental.
- Al reducir el consumo de combustibles se reduce la importación lo que supone por un lado una disminución de la dependencia energética de países que en algunos casos están afectados por inestabilidades políticas; y por otro, se ayuda a equilibrar la balanza de pagos.
- Se produce la energía donde se consume, por lo que hay menores pérdidas por transporte.
- Aumenta la autonomía de las instalaciones industriales a las que suelen estar asociadas las plantas de cogeneración. Esto es especialmente importante en las zonas con dificultades de suministro eléctrico o zonas en las que la calidad de éste no es la adecuada.
- Disminuye la emisión de gases de efecto invernadero, al disminuir el consumo de energía primaria (gas natural, gasoil, fueloil, etc.)

Una central termoeléctrica tradicional transforma la energía química contenida en un combustible en energía eléctrica. Normalmente se quema un combustible fósil (carbón, fuelóleo, gasóleo, gas natural) para producir una energía térmica, que es convertida en energía mecánica en el motor térmico. El alternador transforma la energía mecánica en eléctrica de alta calidad. Tradicionalmente la energía térmica se transformaba en mecánica mediante un ciclo de vapor o mediante una turbina de gas. En las plantas más eficientes de este tipo el rendimiento en la producción de electricidad no supera el 45%; el resto se desecha a la atmósfera en forma de gases de escape, a través de chimeneas y en los sistemas de condensación y enfriamiento del ciclo termodinámico.

La proporción de energía química convertida en energía eléctrica es baja porque la mayoría del calor se pierde al ser desechado el calor de baja temperatura, o en otras palabras, tiene poca capacidad para desarrollar un trabajo útil en una central eléctrica (baja exergía).

En las últimas décadas se ha dado un paso muy importante en el aumento del rendimiento de las centrales eléctricas con la introducción del ciclo combinado con gas natural, que consiste en el aprovechamiento del calor en dos niveles, con dos ciclos uno de gas (con

turbina de gas) y otro de vapor (con turbina de vapor). El resultado es que el rendimiento eléctrico conjunto alcanza el 60%.

Pero la mayoría de los procesos industriales, comerciales o de servicios requieren calor a una temperatura relativamente baja, de forma que estos procesos sí que pueden aprovechar ese calor de baja temperatura que de otra forma se desecharía; de esta manera, estos procesos pueden simultanear la producción de electricidad y el aprovechamiento de ese calor residual. Este diferente concepto de aprovechamiento energético es el que realizan las plantas de cogeneración, llegando a un rendimiento global que pueden oscilar entre el 75% y el 90% de la energía química contenida en el combustible.

1.1.2 Historia de la cogeneración

La cogeneración no es desde luego un concepto nuevo, ya que hace más de cien años que los europeos aprovechaban el calor residual de las centrales eléctricas. Tal y como hoy es conocida, se puede decir que la cogeneración se inició en Europa a finales del siglo pasado, extendiéndose desde allí a EEUU.

El crecimiento del sector industrial requería cantidades crecientes de energía eléctrica y como las redes de distribución de las compañías eléctricas estaban poco extendidas tuvieron que generar su propia electricidad. Ello se llevó a cabo por dos métodos fundamentalmente: cogeneración en las propias factorías y mediante aprovechamiento de los saltos hidráulicos situados en las proximidades de las fábricas.

Refiriéndonos concretamente a la experiencia norteamericana, podemos decir que hacia 1900 la cogeneración suministraba alrededor de la mitad de toda la energía producida en EEUU. La construcción de centrales térmicas, la ampliación de las redes de distribución y el incremento de la seguridad de suministro, acompañado todo ello por una disminución de los precios de la electricidad condujeron a la disminución progresiva de la importancia de la cogeneración que redujo su participación respecto a la electricidad consumida al 15% en 1950 y a menos del 4% en 1970.

El abaratamiento de los combustibles para las centrales térmicas hizo que las inversiones en instalaciones de cogeneración se convirtieran en poco rentables, excepto en los casos en los que la factoría dispusiera de calores residuales o se encontrara aislada de las redes de distribución.

La industria del gas intentó relanzar la cogeneración para usos residenciales y comerciales a través de los equipos de energía total en el periodo 1960-1970 y consiguió realizar diversas instalaciones al final de la década. Pero aparecieron también numerosas barreras que impedían el desarrollo de la cogeneración. Entre otras, podemos citar las siguientes:

- Los bajos precios de adquisición de la electricidad cogenerada ofrecidos por las compañías eléctricas (en los casos en que éstas se hallaban dispuestas a la interconexión).
- Las elevadas tarifas impuestas a los cogeneradores para el suministro de potencia de emergencia o potencia suplementaria.
- La preocupación existente por el riesgo de que las instalaciones de cogeneración se sometieran a la reglamentación de las distribuidoras de energía.

Todas estas barreras lograron, a principios de la década de los sesenta, el desmantelamiento prácticamente total de las instalaciones de energía total. La crisis energética de 1973 provocó en el mundo industrializado y en particular en EEUU un estado general de alarma que dio lugar a la “National Energy Act” y dentro de ella, en 1978, a la “Public Utility Regulatory Policy Act” (PURPA). Esta norma establece los principios básicos para la compra de la electricidad producida por los cogeneradores y por los sistemas de generación de pequeña potencia.

Ello estimuló la iniciación de una carrera para la puesta en marcha de un elevado número de proyectos de cogeneración y de aprovechamiento de pequeños saltos hidráulicos; promovió el desarrollo de las denominadas granjas eólicas y en general, suscitó el interés por los proyectos de energías alternativas, tanto a los partidarios de “lo pequeño es hermoso” como a las empresas de capital-riesgo.

La legislación inicial promulgada en 1978, por PURPA, establecía principios generales para promover el desarrollo de la generación de electricidad por métodos alternativos. Fueron necesarios desarrollos posteriores teniendo lugar numerosas apelaciones por parte de las compañías eléctricas; en 1983, un pronunciamiento de Tribunal Supremo (que ratificaba la validez de las interpretaciones favorecedoras de la cogeneración) zanjó con claridad la polémica.

El estado de la cuestión en la actualidad se resume en los siguientes puntos principales.

- Se exige a las compañías eléctricas comprar y vender energía a los cogeneradores. Estos pueden conexionarse a la red en paralelo y no se hallan sometidos a regulación.
- La compraventa debe efectuarse a tarifas justas y razonables, estableciéndose como límite el denominado “coste evitado”.

El “coste evitado” incluye el coste energético y el coste de capacidad. El “coste energético evitado” comprende el coste de combustible y parte de los costes de operación y mantenimiento; representa, de hecho, el coste más caro de producción de electricidad a cada nivel de demanda. El “coste de capacidad evitado” se añade al anterior cuando la compra de electricidad al cogenerador permite a la compañía eléctrica reducir sus inversiones en la construcción de nuevas centrales de generación; este coste se aplica, en general, en los sistemas eléctricos con baja capacidad de generación en reserva.

1.1.2.1 Cogeneración en España

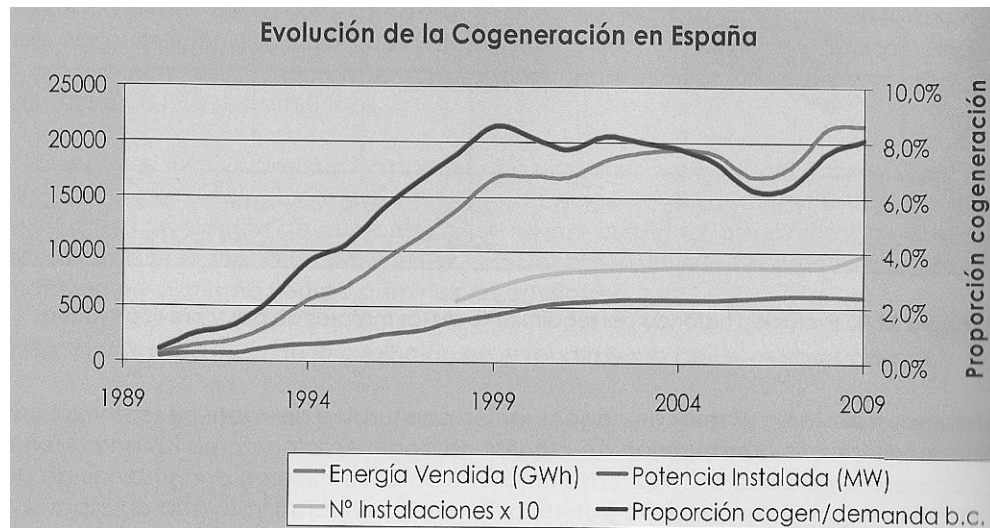
La construcción de plantas de cogeneración como las entendemos hoy empezó en España en 1982. Las primeras plantas se hicieron con turbinas de gas y motores de gasoil de pequeña potencia. En 1989, se habían instalado en España 65 plantas con una potencia conjunta de 787MW y una producción de 3.074 GWh/a. Sólo entre 1989 y 1992 se instalaron otras 60 plantas de cogeneración con otros 450 MW de potencia instalada.

Pero fue entre los años 1995 y 1999 cuando se produce el mayor desarrollo, propiciado por un marco legal favorable, el decreto 2366/94, en el que se determina una interesante prima para el promotor por cada kWh que es volcado a la red eléctrica, unido a una cierta madurez de esta tecnología y a una confianza en la misma en el sector industrial. La rentabilidad de las plantas es en ese periodo muy alta, con periodos de retorno de la inversión bajos, que suponen un atractivo muy interesante para los inversores. En el año 2000 hay una potencia instalada en cogeneración de unos 5.000 MW, una energía exportada de casi 20.000 GWh/a y una aportación a la tarta de generación del 9%, un máximo histórico. A partir del año 2000 se produce una ralentización de los proyectos por la falta de aliciente económico, debido fundamentalmente al alto precio del combustible y a la falta de un marco legal estable, que hace que las cuentas de resultados de las plantas no sean tan favorables y atractivas como en el periodo inmediato anterior, con la incertidumbre adicional de los que ocurrirá con esas primas necesarias para garantizar la rentabilidad de las plantas. Los proyectos de construcción de nuevas plantas se paralizan, e incluso muchas de las plantas existentes llegan a parar totalmente o a funcionar muy pocas horas al día, y otras se ponen a la venta.

En 2003, la potencia instalada superaba ya los 5.400 MW, equivalentes a 5 centrales nucleares o a 7 centrales de ciclo combinado de 800 MW. En 2006, tras tres años de congelación del sector provocados por el marco legislativo poco favorable, por los altos

precios del gas y bajas de la electricidad, la potencia instalada era de 5.873 MW, repartidas en 873 plantas, que había volcado a la red más de 15.000 GWh.

En la siguiente figura se puede ver de una forma muy gráfica la evolución del sector de la cogeneración en España hasta final de 2007. En la ordenada derecha se representa la proporción de producción de cogeneración respecto a la producción total en España en barras de central. .



Se observa con total claridad la disminución que ha experimentado la aportación de la cogeneración a la producción nacional a partir del año 1999 y especialmente a partir de 2004, año de la publicación del Real Decreto 436/2004.

La Directiva 8/2004/CE de Fomento de la Cogeneración en la Unión Europea dice textualmente: “El fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil es una prioridad comunitaria habida cuenta de los beneficios potenciales de la cogeneración en lo que se refiera al ahorro de energía primaria, a la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones, en particular de gases de efecto invernadero. Además, el uso eficaz de la energía mediante la cogeneración puede además contribuir positivamente a la seguridad del abastecimiento energético y a la situación competitiva de la Unión Europea y de sus Estados miembros”.

En el año 2007, con la publicación del real decreto 661/2007, que presenta atractivos alicientes a la inversión, se ha producido un relanzamiento de la cogeneración, que hará aumentar de forma considerable la cantidad de electricidad producida por las plantas de cogeneración, el número de plantas y la potencia instalada.

El Plan de Acción 2008-2012 para la Estrategia de Ahorro y Eficiencia Energética en España establece como objetivo una potencia instalada en el 2012 de 8.400 MW, imposible de alcanzar ya. La previsión para 2020 en España contempla que la cogeneración suponga el 16,9% de mix de generación, con una potencia instalada de 10.271 MW.

1.1.3 Elementos de una planta de cogeneración

Los elementos comunes a cualquier planta de cogeneración son los siguientes:

- a) *Fuente de energía primaria:* Suele ser gas natural, gasóleo o fuelóleo.
- b) *El elemento motor:* Es el elemento encargado de convertir energía térmica o química en mecánica. Dependiendo del tipo de planta, puede tratarse de turbinas de gas, turbinas de vapor o motores alternativos.
- c) *El sistema de aprovechamiento de energía mecánica:* En general suele estar formado por un alternador que la transforma en eléctrica, muy versátil y fácil de aprovechar, pero también puede tratarse de compresores, bombas, etc., donde la energía mecánica se aprovecha directamente.
- d) *El sistema de aprovechamiento de calor:* Puede tratarse de calderas recuperadoras de calor de gases de escape, secaderos o intercambiadores de calor, o incluso unidades de absorción que producen frío a partir de este calor de baja entalpía.
- e) *Sistemas de refrigeración:* Al final, hay una parte de la energía térmica contenida en el combustible que no podrá ser aprovechada en la planta y deberá ser evacuada. Las torres de refrigeración, los aerocondensadores o los intercambiadores suelen ser elementos habituales de estos sistemas. Un objetivo muy importante del diseño de una planta de cogeneración es minimizar esta cantidad de calor desaprovechada y evacuada a la atmósfera.
- f) *Sistema de tratamiento de agua:* Tanto el sistema de refrigeración como el de aprovechamiento de calor requieren unas especificaciones en las características fisicoquímicas del fluido que utilizan (generalmente agua) que requiere de una serie de sistemas para su tratamiento y control.
- g) *Sistema de control:* Se encarga del gobierno de las instalaciones, normalmente muy automatizadas.
- h) *Sistema eléctrico:* Permite tanto la alimentación de los equipos auxiliares de la planta, como la exportación/importación de energía eléctrica necesaria para cumplir el balance. La fiabilidad de esta instalación es muy importante, así como la posibilidad de trabajo en isla, lo que permite alimentar la fábrica en situación de deficiencia de la red externa y estar disponible inmediatamente en el momento que se restablezcan las condiciones del servicio.
- i) *Otros sistemas auxiliares:* Como aire comprimido, ventilación, aire acondicionado, contraincendios, etc. propio de los procesos industriales.

1.1.4 Tipos de plantas de cogeneración

El proceso secuencial de generación y consumo de calor útil y electricidad admite dos posibilidades, según que el primer eslabón de la cadena sea una u otra forma de energía.

En un ciclo de cabecera (topping), que es con diferencia el tipo más frecuente de cogeneración, la energía eléctrica (mecánica) es generada en el primer escalón, a partir de la energía química de un combustible y la energía térmica resultante, el denominado calor residual, es suministrada a los procesos constituyendo el segundo escalón.

Por el contrario, en un ciclo de cola (bottoming) la energía térmica residual de un proceso es utilizada para producir electricidad. Los ciclos de cola están normalmente asociados con procesos industriales en los que se presentan altas temperaturas.

Los ciclos de cabecera, por el contrario, pueden ser aplicados a procesos que requieren temperaturas moderadas o bajas. Por esta razón, como ya se ha dicho anteriormente, tienen un campo de aplicación mucho más amplio y permiten una mayor versatilidad en la selección del equipo. Además, los calores residuales que son utilizados en los ciclos de cola son, en muchas ocasiones, efluentes corrosivos, por lo que se requiere el uso de intercambiadores de calor muy costosos.

Existe una gran variedad de equipos y tecnologías que pueden ser considerados para una aplicación específica de cogeneración. Cada tecnología tiene sus características propias, que deberán ser consideradas en el contexto de los requerimientos específicos del lugar.

1.1.4.1 Cogeneración con turbina de vapor

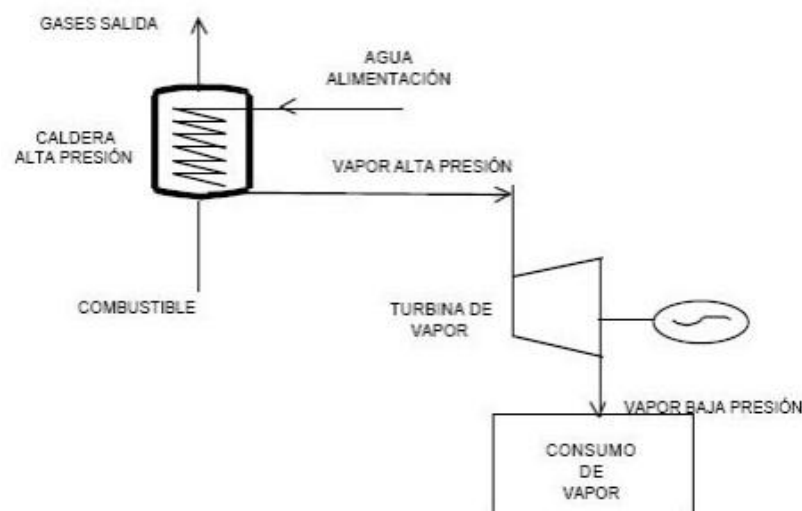
En esta configuración la energía mecánica es producida en una turbina, acoplada a un generador eléctrico, mediante la expansión de vapor de alta presión generado en una caldera convencional. En este sistema la eficiencia global es del orden del 85 al 90% y la eléctrica del 20 al 25%. El uso de esta turbina fue el primero en cogeneración. Actualmente su aplicación ha quedado prácticamente limitada como complemento para ciclos combinados o en instalaciones que utilizan combustibles residuales, como biomasa subproductos residuales que se generan en la industria principal a la que está asociada la planta de cogeneración.

Dependiendo de la presión de salida del vapor de la turbina se clasifican en dos tipos:

- Turbinas de contrapresión, en donde esta presión está por encima de la atmosférica. La principal característica es que el vapor, cuando sale de la turbina, se envía directamente al proceso sin necesidad de contar con un condensador y equipo periférico, como torres de enfriamiento.
- Turbinas de condensación, en las cuales ésta está por debajo de la atmosférica y han de estar provistas de un condensador.

En ambos caso se puede disponer de salidas intermedias, extracciones, haciendo posible la utilización en proceso a diferentes niveles de presión, mientras que el resto del vapor se expande hasta la salida al condensador.

Estos sistemas se aplican principalmente en aquellas instalaciones en las que la necesidad de energía térmica respecto a la eléctrica es de 4 a 1 o mayor.

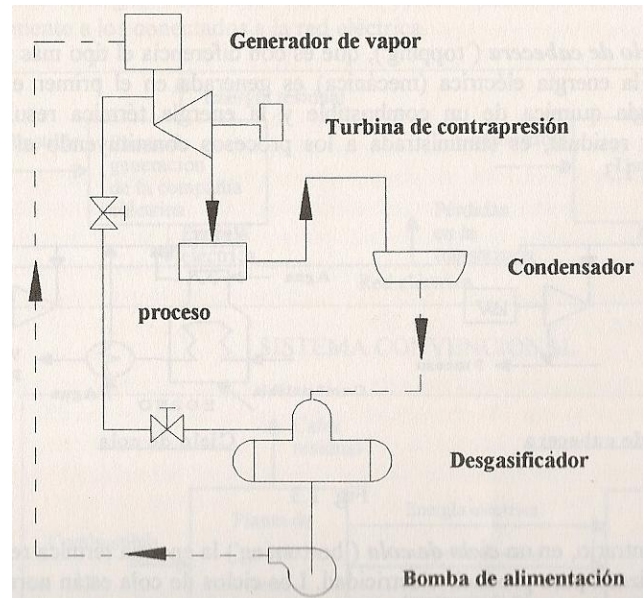


1.1.4.1.1 Turbina de vapor a contrapresión

La figura representa un esquema de una turbina de vapor, TV, a contrapresión en un ciclo de cabecera.

El vapor entra a la turbina en el estado correspondiente a la salida del generador y sale en las condiciones demandadas por el proceso. La entalpía de vaporización, que se perdería normalmente en el condensador de un ciclo de potencia clásico, es aprovechada en el proceso, resultando con ello un importante aumento del rendimiento global de la instalación.

Las turbinas de contrapresión pueden ser de contrapresión pura, o con una o dos extracciones automáticas. Con el término de extracción automática se quiere indicar que, independientemente del caudal de vapor extraído, se mantiene constante la presión del vapor de extracción.



La máxima potencia que puede obtenerse de una turbina de contrapresión depende de los factores siguientes: entalpía del vapor a la entrada de la turbina, entalpía del vapor a la salida y por tanto, de su rendimiento termodinámico interno (también denominado rendimiento isentrópico), del caudal másico y del rendimiento mecánico.

Uno de los inconvenientes de este tipo de turbinas es, al menos para unidades pequeñas, su bajo rendimiento isentrópico. No obstante, en una instalación de cogeneración, este hecho no es necesariamente muy perjudicial, ya que un bajo rendimiento simplemente significa una mayor relación energía térmica/energía eléctrica, también denominada relación calor/electricidad, RCE.

La utilización de una turbina de contrapresión en un sistema de cogeneración implica que el vapor será extraído de la turbina a la presión y temperatura requeridas en el proceso. Puesto que la potencia generada está limitada por la diferencia de entalpías entre la entrada y la salida, es evidente que para un cierto gasto, la potencia aumentará incrementando la temperatura y presión del vapor de entrada a la turbina.

Indudablemente, este aumento en las condiciones del vapor se conseguirá a expensas de una mayor inversión en el generador de vapor y un incremento en los costes de operación. Por otra parte, un aumento de la demanda de vapor en proceso implica una turbina mayor, lo cual generalmente conduce a aumentar la presión y temperatura del vapor generado, con el fin de alcanzar una tasa de rentabilidad aceptable en la inversión requerida.

El diseño de un sistema de cogeneración con turbina de contrapresión requerirá un análisis detenido de las características de cada turbina. En general, estos datos serán suministrados por el fabricante. No obstante, es posible establecer unas ideas generales sobre el comportamiento característico de las turbinas de contrapresión. Así, de una manera general, se puede indicar lo siguiente:

- El rendimiento interno de las turbinas de contrapresión aumenta con la potencia.
- El rendimiento interno mejora al aumentar el grado de recalentamiento del vapor, como consecuencia de una reducción en las pérdidas debidas a la presencia de humedad (título menor que la unidad en las etapas finales de la turbina).

- c) Cada turbina se diseña para una cierta relación de presión, de forma que el rendimiento disminuye si esa relación de presión es inferior o superior a la de diseño.

Para predecir la producción de electricidad de un sistema de cogeneración, es necesario conocer el comportamiento de la turbina a carga parcial. Para ello se utilizan unos gráficos, en los que se representa la potencia en función del gasto que atraviesa la turbina. La relación entre la potencia y el caudal másico es aproximadamente lineal, resultando así la denominada línea de Willans, que depende del diseño específico de cada turbina y es suministrada por el fabricante.

1.1.4.1.2 Turbina de vapor de condensación

La figura representa un esquema básico de una instalación de cogeneración de ciclo de cabecera, basada en una turbina de condensación con una extracción. Desde el punto de vista de diseño, esta turbina puede ser considerada como una de contrapresión y otra de condensación operando en serie.

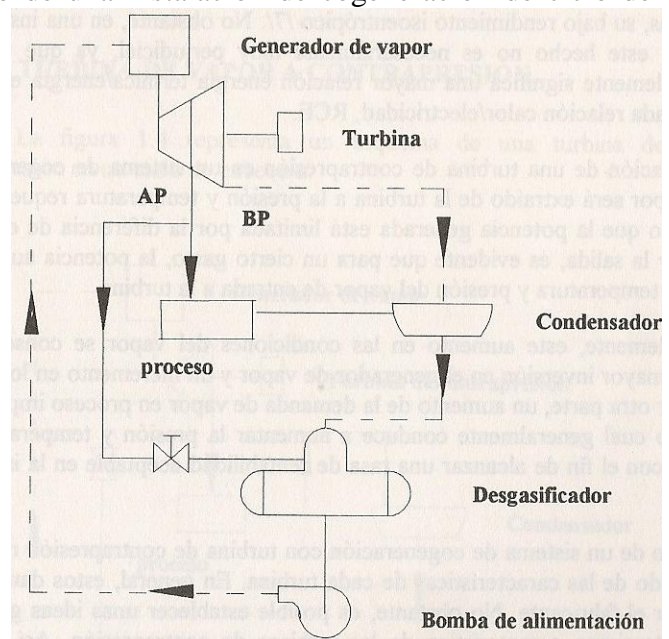
El vapor sale del generador y entra en la etapa de alta presión de la turbina. En la extracción se obtiene un gasto igual a la demanda instantánea de vapor para proceso. Si el gasto de vapor generado es mayor que el demandado por el proceso, el resto se conduce a la presión de condensación.

El gran interés de una turbina de condensación con extracción está en su capacidad de satisfacer una relación energía térmica/eléctrica que puede variar en un intervalo muy amplio.

Cuando la demanda de vapor de proceso es elevada, la máquina funciona al 100% de extracción y es básicamente una turbina de contrapresión. Si la demanda de proceso disminuye, el exceso de vapor se envía a la sección de condensación, donde se genera una potencia eléctrica adicional. Si no existiera el cuerpo de baja presión, el exceso de vapor tendría que ser venteado a la atmósfera, o bien, el generador de vapor tendría que funcionar a carga parcial, con la consiguiente disminución de su rendimiento.

Puesto que como se ha mencionado antes, una turbina de este tipo consiste básicamente en dos turbinas en serie, cada una de ellas tendrá un rendimiento característico que dependerá del gasto de vapor. La sección de contrapresión presentará el rendimiento máximo al 100% de extracción y carga máxima. Por su parte, la sección de condensación presentará el máximo rendimiento a extracción cero y carga máxima. Por consiguiente, el rendimiento de la turbina será el resultado de ambos rendimientos.

En algunas ocasiones, el rendimiento puede ser maximizado mediante la instalación de dos turbinas, una de contrapresión y la otra de condensación. Cuando la turbina de condensación no sea necesaria se para, juntamente con sus auxiliares, resultando un ahorro de energía. Por el contrario, en la turbina de dos cuerpos siempre existirán unas pérdidas en la sección de condensación, incluso cuando funciona al 100% de extracción. Por otra parte,



en el caso de dos turbinas, para poner el funcionamiento la turbina de condensación es necesario un periodo previo de calentamiento.

Éstas y otras consideraciones habrá que tener en cuenta a la hora de elegir uno u otro tipo de turbina. Además, no se puede olvidar que el coste de dos turbinas es mayor que el de la turbina de dos cuerpos.

Es importante señalar que, de acuerdo con la definición de cogeneración, solamente la potencia producida por el vapor que pasa a través de la sección de contrapresión es potencia cogenerada. En efecto, si la turbina operase con un flujo de extracción nulo, no habría vapor a proceso y por definición, no existiría cogeneración. Este hecho será tenido en cuenta en el cálculo de los costes.

Puesto que una fracción importante de la energía que pasa a través de la sección de condensación de la turbina será finalmente perdida en el condensador, está claro que cuando la turbina funciona con un nivel de extracción inferior al 100%, el rendimiento global del sistema de cogeneración disminuirá sensiblemente. Este es precisamente el mayor inconveniente de este tipo de sistemas y la razón principal de que su implantación esté poco extendida.

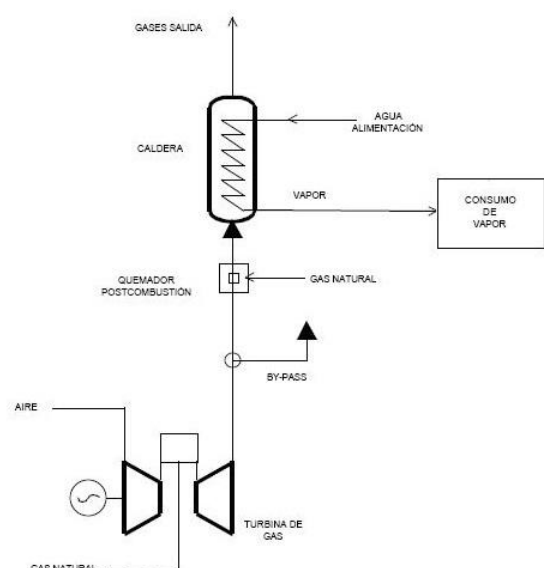
No obstante, hay numerosas ocasiones en que esta configuración puede ser la más apropiada. Estas situaciones se pueden presentar en los casos siguientes:

- A) No existe la posibilidad de conectarse a una red eléctrica, de manera que el sistema de cogeneración ha de autogenerar toda la electricidad demandada.
- B) La energía requerida para producir el vapor está disponible a un bajo precio, bien a partir de un combustible residual, o porque es un calor residual que se recupera.
- C) La potencia producida por la turbina de condensación puede reducir los picos de demanda eléctrica y ello puede permitir reducir la potencia contratada.
- D) Si se trata de una planta industrial con varios grupos turbogeneradores, en funcionamiento normal la potencia generada por el cuerpo de condensación será mínima, pero puede ser utilizada como reserva cuando se produzca la parada de algún cuerpo.
- E) En proyectos de cogeneración conjuntos industria-compañía eléctrica, la potencia del cuerpo de condensación es otra fuente de generación, que podrá ser utilizada de acuerdo con las fluctuaciones de la demanda.

1.1.4.2 Cogeneración con turbina de gas

En los sistemas con turbina de gas se quema combustible en un turbogenerador. Parte de la energía se transforma en energía mecánica, que se transformará con la ayuda del alternador en energía eléctrica. Su rendimiento eléctrico es inferior al de los motores alternativos, pero presentan la ventaja de que permiten una recuperación fácil del calor, que se encuentra concentrado en su práctica totalidad en sus gases de escape.

Los gases de escape tienen una temperatura que va de 500 a 650 °C. Estos gases son relativamente limpios y por lo tanto se pueden aplicar directamente a procesos de secado, o pueden ser aprovechados para procesos de combustión posteriores, ya que tienen un

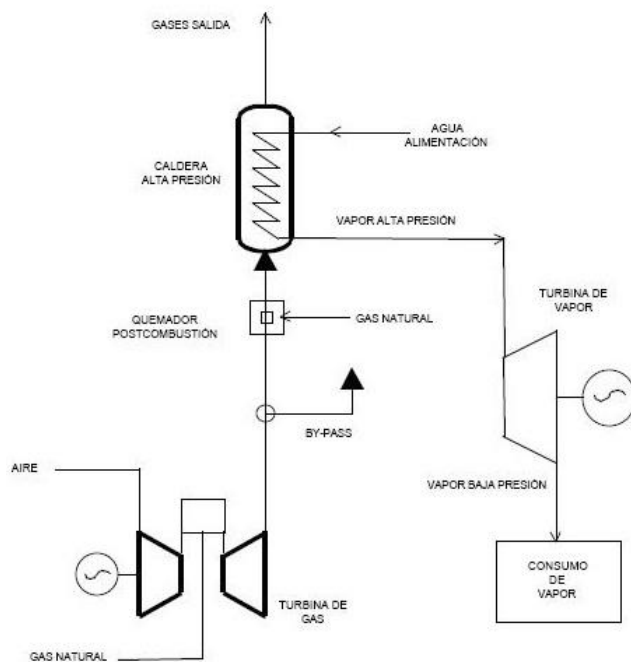


contenido de oxígeno de alrededor del 15%. Debido a su alta temperatura, estos gases suelen ser empleados a su vez, para producir vapor en una caldera de recuperación.

La cogeneración con turbina de gas resulta muy adecuada para los procesos en los que se requiere de una gran cantidad de energía térmica, o en relaciones de calor/electricidad mayores a 2.

1.1.4.3 Cogeneración con ciclo combinado de turbina de gas y vapor

La aplicación conjunta de una turbina de gas y una turbina de vapor es lo que se denomina "Ciclo Combinado".



En el gráfico adjunto puede verse que los gases de escape de la turbina pueden tirarse a la atmósfera si no se requiere aprovechamiento térmico, a través del bypass, o pueden atravesar la caldera de recuperación, donde se produce vapor de alta presión. Este vapor puede descomprimirse en una turbina de vapor produciendo una energía eléctrica adicional. La salida de la turbina será vapor de baja presión, que puede aprovecharse como tal o condensarse en un condensador presurizado, produciendo agua caliente o agua sobrecalentada, que será utilizada en la industria asociada. Si la demanda de vapor es mayor que la que pueden proporcionar los gases de escape, puede producirse una cantidad de vapor

adicional utilizando un quemador de postcombustión, introduciendo una cantidad adicional de combustible (gas natural) directamente a un quemador especial con el que cuenta la caldera. Esto puede hacerse porque los gases de escape son aun suficientemente ricos en oxígeno (en un ciclo combinado con motor alternativo no podría hacerse, ya que los gases de escape son pobres en oxígeno)

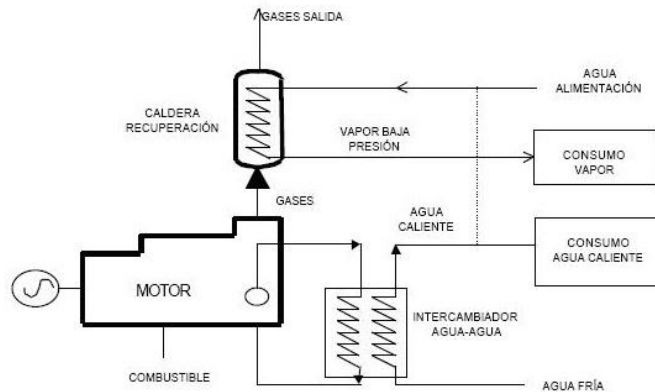
En un ciclo combinado con turbina de gas el proceso de vapor es esencial para lograr la eficiencia del mismo. La selección de la presión y la temperatura del vapor vivo se hace en función de las turbinas de gas y vapor seleccionadas, selección que debe realizarse con criterios de eficiencia y economía. Por ello se requiere una ingeniería apropiada capaz de crear procesos adaptados al consumo de la planta industrial asociada a la cogeneración, que al mismo tiempo dispongan de gran flexibilidad que posibilite su trabajo eficiente en situaciones alejadas del punto de diseño.

Una variante del ciclo combinado expuesto, en el que la turbina de vapor trabaja a contrapresión (esto es, descomprime el vapor entre una presión elevada y una presión inferior, siempre superior a la atmosférica) es el ciclo combinado a condensación, en el que el aprovechamiento del calor se realiza antes de la turbina de vapor, quedando ésta como elemento final del proceso. El vapor de salida se condensa en un condensador que trabaja a presión inferior a la atmosférica, para que el salto térmico sea el mayor posible.

El ciclo combinado se aplica en procesos donde la razón electricidad/calor es mayor a 6.

1.1.4.4 Cogeneración con motor alternativo

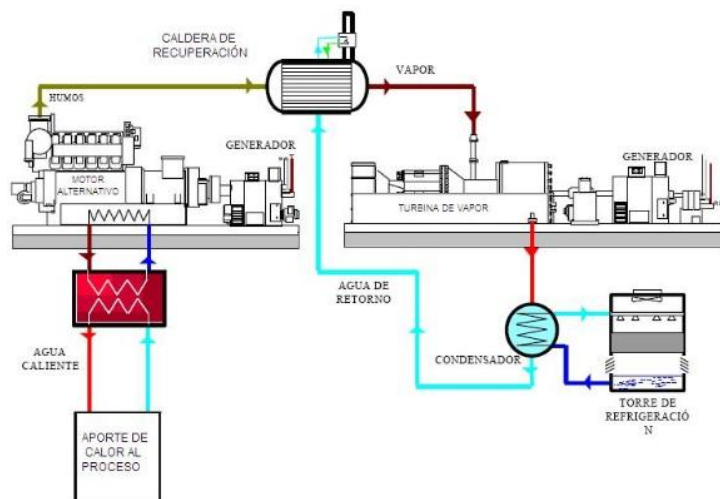
Utilizan gas, gasóleo o fuel-oil como combustible. Son muy eficientes eléctricamente, pero son poco eficientes térmicamente. El sistema de recuperación térmica se diseña en función de los requisitos de la industria y en general se basan en la producción de vapor a baja presión (hasta 10 bares), aceite térmico y en el aprovechamiento del circuito



de alta temperatura del agua de refrigeración del motor. Son también adecuadas la producción de frío por absorción, bien a través del vapor generado con los gases en máquinas de doble efecto, o utilizando directamente el calor del agua de refrigeración en máquinas de simple efecto.

Este tipo de instalaciones es conveniente para potencias bajas (hasta 15 MW) en las que la generación eléctrica es muy importante en el peso del plan de negocio. Los motores son la máquina térmica que más rendimiento tiene, pues es capaz de convertir actualmente hasta el 46% de la energía química contenida en el combustible en energía eléctrica, y se espera que en los próximos años este rendimiento aumente, aunque los gases residuales son a baja temperatura, entre 200 y 250 °C. Sin embargo, en aquellos procesos en los que se puede adaptar, la eficiencia de cogeneración alcanza valores similares a los de las turbinas de gas (85%). Con los gases residuales se puede producir vapor de baja presión (de 10 a 15 kg/cm²) o agua caliente de 80 a 100 °C.

1.1.4.5 Cogeneración con motor de gas y turbina de vapor



En este tipo de plantas, el calor contenido en los humos de escape del motor se recupera en una caldera de recuperación, produciendo vapor que es utilizado en una turbina de vapor para producir más energía eléctrica o energía mecánica. El circuito de refrigeración de alta temperatura del motor se recupera en intercambiadores, y el calor recuperado se utiliza directamente en la industria asociada a la planta de cogeneración. El rendimiento eléctrico en esta planta es alto, mientras que el térmico disminuye considerablemente. Es interesante para plantas con demandas de calor bajas que rentabilizan la inversión por la venta de energía eléctrica, fundamentalmente.

1.2 Objeto del proyecto

El objetivo principal de este proyecto fin de carrera es estudiar y calcular un sistema de cogeneración aplicado a una lavandería industrial.

Se va a instalar un sistema de cogeneración con el cual se va a producir energía térmica para suplir parte de la demanda actual de la lavandería y a su vez se generará energía eléctrica que será introducida a la red obteniendo un beneficio económico por ello.

Se procederá a hacer un estudio energético y económico y así elegir entre varias la mejor opción, que tendrá que cumplir entre otros el R.D. 661/2007, el cual regula la actividad de producción de energía en régimen especial, para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovable y residuos.

1.3 Antecedentes

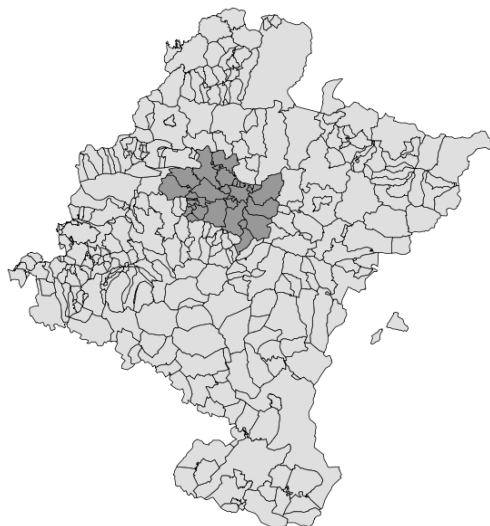
La lavandería donde se va a instalar la planta de cogeneración que se va a estudiar se encuentra en Pamplona.

Pamplona se sitúa en el norte de España, en el área centro de Navarra y del entorno geográfico de la cuenca de Pamplona.

Pamplona se ubica en una región de transición climática entre los tipos mediterráneo y atlántico.

En general, el clima de Pamplona es agradable, con algunas jornadas muy calurosas en verano y muy frías en invierno, de abundante nubosidad, con precipitaciones regulares a lo largo de todo el año que se acentúan en los periodos de octubre-diciembre y abril-mayo, dando veranos secos entre julio y septiembre. Los días de nieve y heladas se concentran entre noviembre y abril. El cierzo, viento norte, y el bochorno, viento sur, son los vientos propios de la zona. Aunque predominan las jornadas de vientos débiles y en calma, hay días en que pueden alcanzar rachas importantes.

Las temperaturas en Pamplona durante el año 2011, cuyos datos son utilizados para el estudio, son las siguientes:



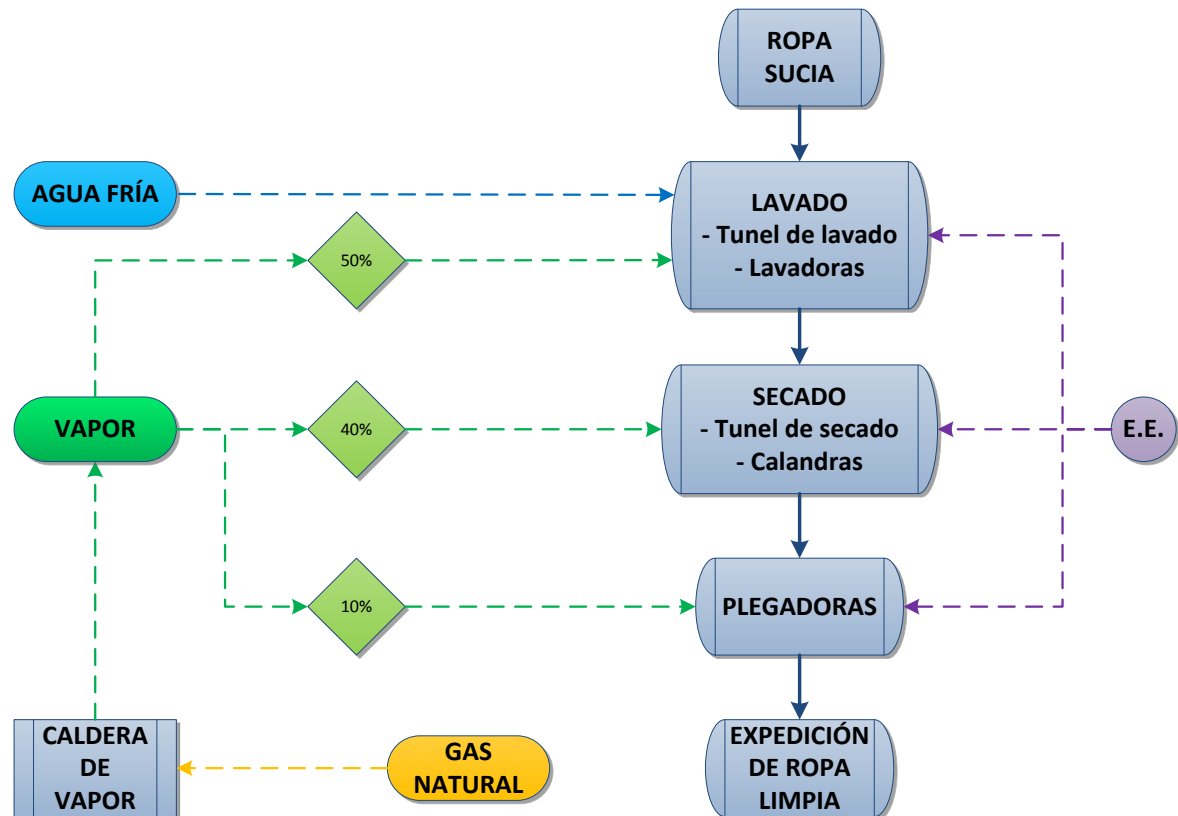
Mes	Temperatura media	Temperatura máxima	Temperatura mínima
Enero	5,0	8,9	1,2
Febrero	6,5	11,1	1,9
Marzo	8,6	14,0	3,3
Abril	10,2	15,5	4,9
Mayo	14	19,8	8,2
Junio	17,5	23,9	11,2
Julio	20,7	27,6	13,7
Agosto	20,9	27,8	14,0
Septiembre	18	24,4	11,7
Octubre	13,6	18,7	8,4
Noviembre	8,6	12,8	4,3
Diciembre	6	9,7	2,4
Anual	12,5	17,8	7,1

1.4 Datos de partida

El proceso de lavado de la lavandería es el siguiente:

- 1) La ropa sucia es introducida en el túnel de lavado o en las lavadoras donde se limpia.
- 2) Una vez limpia, la ropa se introduce en el túnel de secado o bien en las calandras donde se seca.
- 3) Por último la ropa limpia y seca se introduce en las plegadoras donde es planchada y doblada.

Actualmente se sigue el siguiente esquema:

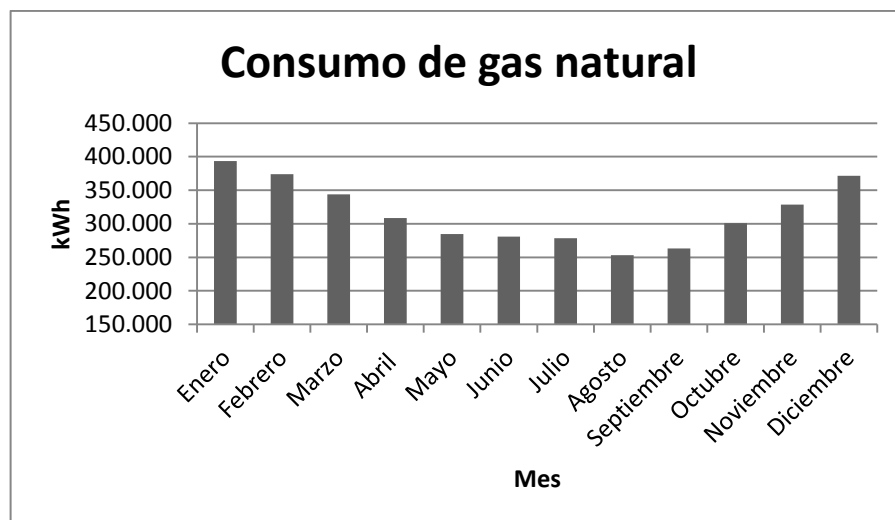


Como se puede observar se necesita vapor en los procesos de lavado, secado y plegado. Éste vapor se genera con una caldera de vapor que utiliza como combustible el gas natural. En el lavado se necesita agua caliente a una temperatura determinada, para lograr esta temperatura se introduce agua fría y se calienta con el vapor.

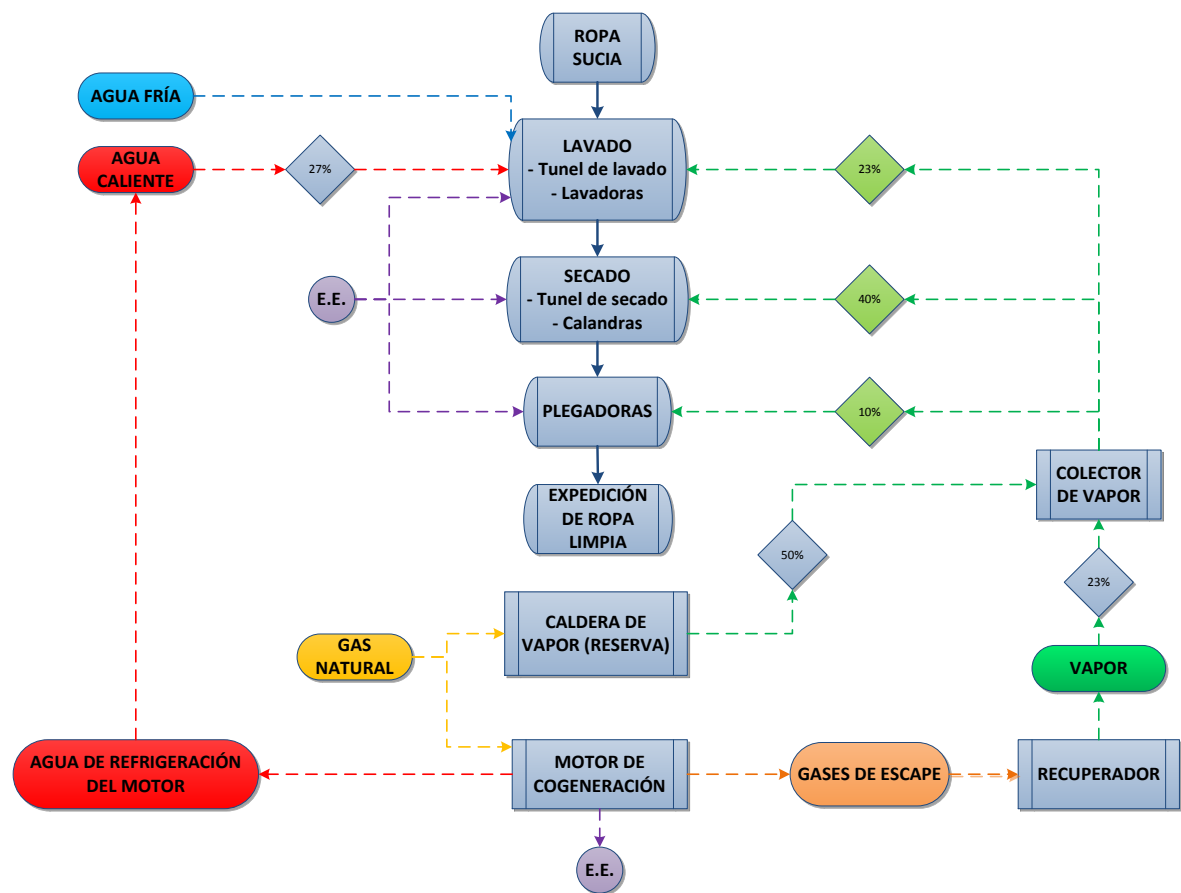
Todos los equipos utilizados en el proceso necesitan energía eléctrica para poder funcionar.

En la siguiente tabla se puede observar el consumo de gas natural para la producción de vapor en kWh/mes a lo largo del año 2011 y teniendo en cuenta un rendimiento del 80 % para la caldera de vapor obtenemos la cantidad de energía requerida mensualmente para la producción de vapor y agua caliente:

Mes	Consumo de gas natural (kWh)	Energía consumida (kWh)
Enero	393.550	314.840
Febrero	373.710	298.968
Marzo	343.670	274.936
Abril	308.510	246.808
Mayo	284.720	227.776
Junio	280.830	224.664
Julio	278.410	222.728
Agosto	253.110	202.488
Septiembre	263.250	210.600
Octubre	300.930	240.744
Noviembre	328.370	262.696
Diciembre	371.440	297.152
Total	3.780.500	3.024.400



Se va a instalar un sistema de cogeneración, que seguirá el siguiente esquema:



Se va a colocar un motor de cogeneración del cual los gases de escape son recuperados en un recuperador donde se produce vapor y se introduce en un colector de vapor, en este caso se produce el 21% del vapor necesario en el proceso. El resto del vapor necesario en el proceso se produce mediante una caldera de vapor convencional.

Del motor de cogeneración también se utiliza el agua de refrigeración del motor que se utiliza para el lavado de la ropa, esta agua se mezcla con agua fría para conseguir la temperatura necesaria para el proceso de lavado.

Por otro lado el motor de cogeneración produce energía eléctrica que es vendida e introducida a la red.

Tanto la caldera de vapor como el motor de cogeneración funcionan con gas natural.

El régimen de trabajo de la empresa previsto es el siguiente:

Horas / día	16 (de 6 a.m. a 22 p.m.)
Días / semana	5
Meses / año	12

1.4.1 Régimen jurídico y económico

En el desarrollo del siguiente proyecto, así como para la posterior ejecución de las obras, se aplicarán las disposiciones, prescripciones y normas contenidas en los Reglamentos e Instrucciones siguientes:

- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Real Decreto 661/2007, de 11 de mayo, sobre fomento de la cogeneración.
- Directiva 2004/8/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de febrero de 2004, relativa al fomento de la cogeneración sobre la base de la demanda de calor útil en el mercado interior de la energía.
- Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia del IDAE.
- Orden ITC688/2011, de 30 de Marzo, por la que se revisan los peajes de acceso a partir de 1 de Abril de 2011 y las tarifas de determinadas instalaciones de régimen especial.
- Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética.

El 27 de enero de 2012 se presentó un nuevo Real Decreto-ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos, a pesar de esto todos los cálculos realizados se han realizado siguiendo la metodología del anterior Real Decreto 661/2007, ya que este no está anulado, simplemente se suspende temporalmente.

El Real Decreto 661/2007 establece el fomento de la cogeneración de alta eficiencia sobre la base de la demanda de calor útil habida cuenta de los beneficios en lo que se refiere al ahorro en energía primaria, la eliminación de pérdidas en la red y a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero.

1.4.1.1 Tarifas

Clasifica a las instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible gas natural en el subgrupo a.1.1 estableciéndose unas tarifas de venta de la energía eléctrica en función de la potencia total instalada que se indica a continuación. Estos precios se actualizan periódicamente, principalmente en función del precio del gas natural. Se presentan a continuación los precios de la última actualización, que son aplicables a partir del 1 de abril de 2012:

Potencia	Tarifa regulada (cent€/ kWh)
$P \leq 0,5 \text{ MW}$	16,8961
$0,5 < P \leq 1 \text{ MW}$	13,8647
$1 < P \leq 10 \text{ MW}$	11,2404
$10 < P \leq 25 \text{ MW}$	10,7089
$25 < P \leq 50 \text{ MW}$	10,2309

1.4.1.2 Modificación del régimen económico (discriminación horaria)

Según el artículo 26 del RD 661/2007, las instalaciones podrán acogerse al régimen de funcionamiento de discriminación horaria en dos períodos, Punta y Valle.

En la publicación del Real Decreto 1578/2008, en la Disposición final primera, se modifican los apartados 1 y 2 del artículo 26 del Real Decreto 661/2007. Esta modificación consiste en:

- La modificación de los períodos de discriminación horaria, cuya distribución horaria es la indicada en el Anexo II de la Orden ITC/2794/2007.
- La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia, multiplicada, para el período punta por 1,37 y para el período valle por 0,64.

1.4.1.3 Rendimiento eléctrico equivalente

Para poder acogerse a los requisitos establecidos en el R.D 661/2007 es condición necesaria garantizar el cumplimiento del Rendimiento Eléctrico Equivalente establecido en el Anexo I de dicho Real Decreto y establecido en el 55% para instalaciones que utilizan Gas Natural y G.L.P. en motores térmicos. Dicho Rendimiento eléctrico Equivalente se reduce al 49,5% para instalaciones menores o iguales a 1 MW.

El Rendimiento Eléctrico Equivalente viene dado por la expresión:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{RefH}}$$

- E: Energía eléctrica generada en bornes del alternador kWh.
- Q: Consumo de energía primaria en Poder Calorífico Inferior kWh.
- V: Producción de Calor útil kWh.
- RefH: Rendimiento para la producción separada de calor (establecido=0,9).

1.4.1.4 Complemento por eficiencia

Según el artículo 28 del R.D. 661/2007 y por ser una instalación del régimen especial a la que se le exige el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente, se percibirá un Complemento por Eficiencia, CpE, aplicable únicamente sobre la energía eléctrica cedida por el sistema a través de la red de distribución y cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$CpE = 1,1 \times \left(\frac{1}{REE_{min}} - \frac{1}{REE_i} \right) \times Cn$$

- REE_{min}: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido según el anexo I del R.D. 661/2007.
- REE_i: Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, calculado según el anexo I del R.D. 661/2007.
- Cn: Coste de la materia prima calculada según la formulación recogida en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, publicado durante el primer mes del trimestre natural en el que vaya a ser de aplicación por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y de valor 3,1233 cent€/kWh.

1.4.1.5 Complemento por energía reactiva

Toda instalación acogida al régimen especial, tal y como indica el artículo 29 del R.D. 661/2007, se recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje del valor de 8,7022 cent€/kWh (valor publicado en el artículo 8 de la Orden ITC/3586/2011, de 30 de diciembre) en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica y aplicado a la energía eléctrica cedida al sistema.

En el R.D. 1565/2010, modifica y regula determinados aspectos relativos a la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial entre los que se encuentra el complemento por energía reactiva y que contempla valores extremos de reactiva entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo, con bonificaciones del 4% cuando los valores se encuentra entre 0,995 inductivo y 0,995 capacitivo y con penalizaciones del 3% cuando los valores estén por debajo de los valores de cumplimiento obligatorio entre 0,98 inductivo y 0,98 capacitivo.

1.4.1.6 Impuesto eléctrico

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, artículo II.

En este sentido y con el fin también de favorecer el equilibrio presupuestario, se establece en el Título I de esta Ley, un impuesto sobre el valor de la producción de la energía eléctrica, de carácter directo y naturaleza real, que grava la realización de actividades de producción e incorporación al sistema eléctrico de energía eléctrica en el sistema eléctrico español.

Este impuesto gravará la capacidad económica de los productores de energía eléctrica cuyas instalaciones originan importantes inversiones en las redes de transporte y distribución de energía eléctrica para poder evacuar la energía que vierten a las mismas, y comportan, por sí o como resultas de la propia existencia y desarrollo de las tales redes, indudables efectos medioambientales, así como la generación de muy relevantes costes necesarios para el mantenimiento de la garantía de suministro. El impuesto se aplicará a la producción de todas las instalaciones de generación.

El impuesto se aplicará sobre el valor de la producción de la energía eléctrica y será del 7 por ciento.

1.4.1.7 Impuesto al gas natural (céntimo verde)

Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, artículo IV.

La imposición sobre hidrocarburos además de ser una fuente relevante de ingresos tributarios constituye un potente instrumento al servicio de la política de protección del medio ambiente plenamente asentado en nuestro ordenamiento jurídico.

Si bien los combustibles líquidos destinados principalmente al transporte por carretera o al sector residencial, han venido contribuyendo a estos objetivos a través de sus tipos actuales del Impuesto sobre Hidrocarburos, el gas natural ha venido disfrutando de un tipo impositivo igual a cero, permitido temporalmente por el artículo 15.1.g) de la Directiva 2003/96/CE del Consejo, de 27 de octubre de 2003, por la que se reestructura el régimen comunitario de imposición de los productos energéticos y de la electricidad.

La inminencia del final del periodo indicado en la Directiva 2003/96/CE, el incremento en las cuotas nacionales de consumo de gas natural que se ha producido durante estos años, así como, la coherencia en el tratamiento de las diferentes fuentes de energía, aconsejan

aplicar niveles de imposición estrictamente positivos para aquellos usos del gas natural que se encuentran regulados a tipo cero, por lo que en el Título III de esta Ley, mediante la modificación de la Ley 38/1992, de 28 de diciembre, de Impuestos Especiales (BOE de 29 de diciembre), se establece un tipo positivo al gas natural utilizado como carburante en motores estacionarios, así como, al gas natural destinado a usos distintos a los de carburante.

No obstante, para mantener la competitividad del sector industrial, al amparo de lo establecido en la normativa comunitaria citada que permite diferenciar para un mismo producto el nivel nacional de imposición en determinadas circunstancias o condiciones estables, respetando los niveles mínimos comunitarios de imposición y las normas del mercado interior y de competencia, se establece una imposición reducida al gas natural para usos profesionales siempre que no se utilice en procesos de generación y cogeneración eléctrica.

De otro lado, la Ley revisa el tratamiento fiscal aplicable a los diferentes productos energéticos utilizados para la producción de electricidad. Las actividades de generación de electricidad a partir de combustibles fósiles constituyen grandes focos de emisión de gases de efecto invernadero, por lo que desde un punto de vista fiscal, se ha llegado a la consideración de que esta forma de generación de electricidad ha de ser gravada de forma más acorde, en relación con las externalidades que produce.

Bajo estas premisas, se suprimen determinadas exenciones previstas en el artículo 51.2.c) y 79.3.a) de la Ley 38/1992, ello, en concordancia con lo dispuesto en el artículo 14.1.a) de la Directiva 2003/96/CE, que permite a los Estados miembros para tales fines someter a gravamen a los productos energéticos utilizados para producir electricidad, y, con el artículo 15.1.c) de la citada Directiva por lo que se refiere a la generación combinada de calor y electricidad.

En este mismo sentido, para dar un tratamiento análogo a la producción de electricidad a partir de fuentes de energía fósil, se eleva el tipo de gravamen sobre el carbón, y al mismo tiempo, se crean tipos específicos que gravan los fuelóleos y los gasóleos destinados a la producción de energía eléctrica o a la cogeneración de electricidad y calor útil.

El gas natural destinado a usos distintos a los de carburante, así como el gas natural destinado al uso como carburante en motores estacionarios tendrá un coste de 0,65 euros por gigajulio.

1.4.1.8 Equipos de medida para el cálculo de rendimiento eléctrico equivalente

Según indica el punto 1 del artículo 48 del Real Decreto 661/2007, cualquier instalación de cogeneración a la que le sea exigible el cumplimiento de lo establecido en el anexo I de presente real decreto, deberá calcular y acreditar al final de año el rendimiento eléctrico equivalente real alcanzado por su instalación.

En la Resolución de 14 de Mayo de 2008, de la Secretaría General de Energía, se aprueba la Guía Técnica para la medida y determinación del calor útil, de la electricidad y del ahorro de energía primaria de cogeneración de alta eficiencia. En el punto 7 de dicha Guía Técnica establece los puntos de medida, magnitudes utilizadas y cómo calcular el rendimiento eléctrico equivalente. Por lo tanto los equipos de medida son:

- Combustible consumido.
- Energía eléctrica bruta producida en bornes del generador.
- Energía eléctrica cedida a la red de distribución (cálculo de los complementos).
- Calor útil recuperado en los circuitos de agua.
- Calor útil vapor generado (vapor generado – agua entrada caldera).

1.4.2 Combustible

Se va a utilizar el gas natural como combustible y se descarta la utilización de gasóleo debido principalmente a que el precio del gasóleo es más elevado y tiene mayores fluctuaciones respecto al precio del gas natural. Además los motores de gas natural presentan un mejor rendimiento eléctrico y como el gas natural no contiene azufre, el grado de recuperación de las instalaciones es superior a las instalaciones que funcionan con gasóleo. El mantenimiento de los motores que funcionan con gas natural puede tener un coste 20% inferior al de los motores que funcionan con gasóleo.

En la actualidad la comercialización del gas natural para su utilización en la industria y por lo tanto para su uso en planta de cogeneración está liberalizado.

El precio del gas natural tiene una componente de peajes que son fijados por el estado y que tratan de compensar costes de regasificación, reserva de capacidad y términos fijos por conducción, repartidos tanto en el término variable de la factura (Energía), como en el término fijo. Estos costes fijos son establecidos en función de la presión de acometida y del consumo anual establecido en la instalación.

El coste variable del gas consumido está completamente liberalizado y depende de las condiciones de cada comercializador en cada momento. Los distintos comercializadores fijan precios de revisión en función de la evolución euro/dólar y de las cotizaciones de distintos valores energéticos como son los valores del fuel, gasóleo, Brent en el mercado internacional y con precios medios semestrales del trimestre anterior al de consumo.

Se indica que actualmente el precio de la tarifa de venta de energía eléctrica generada está referenciada a las cotizaciones del crudo Brent, tal y como se indica en la disposición final primera de la Orden ITC/3519/2009 en la cual se modifica el anexo VII del R.D. 661/2007 e indica que el cálculo del coste de la materia prima se realizará de acuerdo a la fórmula recogida en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, la cual está referenciada al Bret.

Las características del gas natural según su composición media se especifica a continuación:

P.C.S	10.175 kcal/Nm ³ 11,83 kW/Nm ³
P.C.I.	9.200 kcal/Nm ³ 10,7 kW/Nm ³
Metano	86%
Etano	13%
Propano	0,4%
Butano	0,05%
Nitrógeno	0,55%
Peso específico	0,8 kg/Nm ³
Densidad relativa	0,65
Índice de Wobbe	13,23

1.4.3 Descripción del sistema de cogeneración

El sistema de cogeneración adecuado a las necesidades de la empresa utilizará motores alternativos turboalimentados a gas natural que permiten adecuar las necesidades de calor con una potencia de generación acorde a las inversiones a realizar y permite un régimen de trabajo similar al de la factoría.

La energía eléctrica generada se verterá en su totalidad, menos los consumos auxiliares de la propia planta de cogeneración, a la red eléctrica a través de un centro de transformación independiente. La energía calorífica recuperada se utilizará para la generación de calor de proceso.

1.4.3.1 Sistema de cogeneración con motor de gas

Los elementos fundamentales que constituyen un motor de gas son:

- El motor de gas.
- Alternador.
- Conjunto de grupo electrógeno.

El aire es aspirado de la atmósfera para después pasar a la cámara de combustión donde se mezcla con el combustible y se produce la ignición; los gases calientes productos de la combustión se expansionan moviendo el eje del motor y el alternador.

El rendimiento de un motor de gas es la relación existente entre su producción de energía mecánica y su consumo de combustible, con independencia del rendimiento que puede obtenerse del aprovechamiento de la energía calorífica aprovechable de los gases de escape y del calor del motor recuperable. Los rendimientos de los motores de gas de última generación superan el valor del 40%, pudiendo incluso llegar a valores del 46% en equipos de altas potencias.

Al estudiar el rendimiento de un motor de gas en concreto los factores que influyen en el mismo son:

- La temperatura del aire de aspiración.
- El régimen de funcionamiento del motor.
- Las pérdidas de carga.

El combustible empleado deberá estar libre de partículas e impurezas sólidas y la ausencia de azufre permitirá un nivel de recuperación de calor contenido en los gases.

Por este motivo el más adecuado es el gas natural además de que se puede utilizar el mismo post-combustión.

El mantenimiento tiene una importancia decisiva en la disponibilidad del motor de gas, ofertando por regla general los mismos suministradores contratos de mantenimiento de sus aparatos que incluyen un seguimiento constante de funcionamiento y una revisión anual. En cualquier caso siguiendo unas normas de mantenimiento correctas es normal llegar a una disponibilidad en torno al 94% con una vida media del aparato muy elevada.

Recuperación de la energía calorífica

Los motores de gas tienen tres focos principales de emisión de la energía calorífica:

- Los gases de escape que viene a suponer sobre un 30% de la energía primaria consumida en el motor.
- La energía en el agua de refrigeración recuperada por medio de un intercambiador o radiador.
- La energía de refrigeración del aceite y del aire de emisión (esta última solo en los motores sobrealimentados) y recuperada bien conjuntamente en un intercambiador

o radiador de doble panel con el agua de refrigeración o eliminada por una torre de refrigeración.

- Las pérdidas por radiación que pueden llegar a suponer hasta el 10% de la energía primaria consumida en la instalación.

1.4.3.2 Ventajas de un sistema de cogeneración con motores a gas

Las ventajas que puede presentar un sistema de cogeneración son distintas cuando se enfocan desde un punto de vista de interés nacional o desde el punto de vista individual del usuario.

A nivel nacional supone unas ventajas en ahorro energético y económico, mejora del medio ambiente y disminución de la dependencia energética exterior mientras que el usuario de un sistema de cogeneración no tendrá ahorros energéticos, es más, la energía primaria que deberá adquirir será superior a un 40-60% a la que venía adquiriendo. Los ahorros que obtiene el usuario son simplemente económicos y provienen de la diferencia de coste que existe entre la energía eléctrica que compraba y el combustible que se emplea en el sistema de cogeneración. Otra ventaja para el usuario puede ser la independencia de suministro de energía del exterior en algunos momentos o procesos.

1.5 Posibles soluciones

Se plantean distintas posibilidades, estas serán analizadas y se hará una comparación en el documento nº2, que es el de cálculos.

Primero se establece el régimen de trabajo, el horario de las instalaciones, las horas que estará en funcionamiento la instalación de cogeneración, etc. Una vez decidido se va a elegir el motor de cogeneración, se plantean dos posibilidades, uno de una potencia de 500kW y otro de 1.000kW.

Datos de partida	Parámetros
Días de trabajo semanal con cogeneración	5 días/semana
Horas de trabajo diarias	16 horas/día
Horario de trabajo (dos turnos)	6:00 – 16:00 16:00 – 22:00
Horario de la instalación de cogeneración	8:00 – 22:00
Energía térmica sustituible por vapor (Horas de demanda energética con cogeneración)	87,5%
Energía térmica sustituible por agua caliente (Horas de demanda energética con cogeneración)	87,5%
Energía recuperable (Horas trabajadas con cogeneración con demanda de calor)	87,5%

En la siguiente tabla se puede ver una comparación del rendimiento de la instalación con todas las opciones que se han barajado.

Rendimiento eléctrico equivalente				
	GUASCOR 500 kW		GUASCOR 1.000 kW	
	Opción 1	Opción 2	Opción 1	Opción 2
E	1.897.950	1.733.795	3.795.900	3.467.589
Q	4.766.891	4.354.599	9.601.539	8.771.094
V	1.573.747	1.437.632	2.459.560	2.293.014
RefH	0,9		0,9	
REE	62,88 %	62,88 %	55,26 %	55,72 %

En la siguiente tabla se puede ver una comparación del precio de venta de la energía eléctrica dependiendo del motor utilizado y del tiempo de funcionamiento de la instalación de cogeneración.

Precio total de la energía eléctrica vendida		
Motor 500 kW	Opción 1	0,2391 €/kWh
	Opción 2	0,2497 €/kWh
Motor 1.000 kW	Opción 1	0,1919 €/kWh
	Opción 2	0,2012 €/kWh

1.6 Solución adoptada

Finalmente se elige el motor de 500 kW ya que su rendimiento es mayor. Otra de las razones es el precio, ya que a mayor potencia el motor también es más caro. También hay que tener en cuenta que la tarifa de venta de la energía generada con un motor de 500kW es mayor que el de la energía generada con uno de 1.000kW, por lo que el beneficio es mayor con el motor de 500kW (ver tabla anterior).

Se puede observar que en el caso que se ha elegido (500kW) que la instalación de cogeneración funcione o no en agosto, no cambia el rendimiento eléctrico equivalente. Por eso y porque si funciona la instalación en agosto el beneficio obtenido de la venta de electricidad es muy bajo, se decide que en el mes de agosto no funcione la instalación de cogeneración.

1.7 Descripción de lo proyectado

1.7.1 Descripción

La planta de cogeneración se instalará integrada en una caseta de 40 pies, compuesta por un motor turboalimentado a gas natural de 1.500 rpm marca Guascor, modelo HGM240 y alternador de 500kW eléctricos a 400 V marca Leroy Somer, modelo LSAC 49-1M6 y caldera de recuperación de gases de escape/vapor saturado.

De la instalación de cogeneración se recuperará el calor obtenido en los gases de escape y el calor procedente del circuito de agua de alta temperatura del motor. Dicho calor se utilizará para cubrir parte de las necesidades de vapor y consumo de agua caliente.

Los gases de combustión procedentes del motor se obtienen a una temperatura de 460°C con un caudal de 2.280 kg/h, pasando por una caldera pirotubular de gases de escape-vapor con economizador y saliendo a una temperatura de 140°C, donde se recuperan 225 kWh y se obtiene 332 kg/h de vapor saturado a 11 bar.

En el circuito principal (alta temperatura), se aprovecha el calor recuperado de 249 kWh para el precalentamiento del agua de lavado a 80°C. En caso de no ser necesaria dicha recuperación, el calor será evacuado en una batería de aéreo-refrigeradores con capacidad de 249 kW + 10% y con un salto térmico 90-70°C con un caudal de 12 m³/s.

En el circuito auxiliar (baja temperatura), no se aprovechará el calor obtenido procedente de la refrigeración de la 2ª etapa de intercooler de 82 kWh, que serán evacuados en una batería de aéreo-refrigeradores con capacidad de 82 kW + 10% y con un salto térmico de 55-59°C con un caudal de 20 m³/h.

La planta de cogeneración estará interconectada a la red de distribución eléctrica y la energía eléctrica generada por dicha planta, será incorporada en su totalidad a la red eléctrica en un centro de transformación con una potencia de 630 kVA y con una relación de 13.200 / 400 V. De esta manera queda separada la instalación de cogeneración (venta de energía eléctrica) de la instalación de consumo de energía eléctrica de la empresa.

1.7.2 Instalaciones

A continuación se describen las instalaciones, equipos y sistemas que forman la instalación de cogeneración:

- Caseta de cogeneración:
 - + Motor.
 - + Alternador.
 - + Sistema de potencia y control de la instalación.
 - + Sistema de recuperación y refrigeración de calor.
 - + Caseta de instalaciones auxiliares.
- Caldera de recuperación.
- Instalación de interconexión eléctrica.
- Instalación receptora de gas natural.

1.7.2.1 Caseta de cogeneración**1.7.2.1.1 Motor**

Datos del motogenerador:

Carga: 100%

Combustible: Gas natural

Datos del motor	Parámetro
Fabricante	GUASCOR
Modelo	HGM240
Tipo ciclo de combustión	Otto-Miller 4T
Tipo aspiración	Turboalimentado y postenfriado
Número de cilindros	8 en L
Diámetro	152 mm
Carrera	165 mm
Cilindrada total	24 litros
Relación de compresión	12:1
Sentido de rotación	Antihorario
Conexión volante	SAE 00/18"
Régimen nominal	1500 rpm
Capacidad aceite de lubricación	170 litros
Temperatura de aceite (min/max)	75 / 90°C
Sistema de refrigeración	Dos circuitos
Capacidad circuito principal de motor	80 litros
Temperatura salida agua circuito principal	90°C
Temperatura salida agua circuito auxiliar	55°C
Peso grupo	4.937 kg
Servicio	Continuo 24/24 h
Contrapresión máxima de escapes	450 mbar

Datos del motogenerador	Unidad	Valor
Potencia mecánica motor	kW	520
Potencia eléctrica grupo	kWe	500
Tensión de generación	V	400
Régimen de giro	rpm	1500
Frecuencia	Hz	50
Consumo combustible	kW	1196
Consumo aproximado de aceite	g/kWh	<0,3
Rendimiento mecánico	%	43,5
Rendimiento eléctrico	%	42,2
Potencia térmica circuito principal	kW	249
Potencia térmica circuito auxiliar	kW	82
Pérdidas por radiación motor	kW	28
Potencia gases de escape (25°C)	kW	317
Potencia gases de escape (120°C)	kW	248
Temperatura gases de escape	°C	460
Caudal aire admisión	kg/h	2190
Caudal gases de escape (húmedos)	kg/h	2280

Nivel de presión sonora del motor y del escape:

Frecuencia (Hz)	Motor	Escape
63	-	102
125	73	122
250	83	128
500	85	122
1000	88	119
2000	92	117
4000	89	112
ΣdB (A)	96	130

Notas:

- Niveles de potencia acústica obtenidos aplicando norma ISO 9614-2.
- Niveles de presión acústica medidos a 1 m. de distancia del motor y calculados según UNE-EN ISO-11203:1996.

Características generales del motor:

Motor a gas de ciclo MILLER de cuatro tiempos con turbocompresión y postenfriado de mezcla carburante, de mezcla pobre (LEAN BURN) y con sistema de encendido electrónico:

- Bloque de fundición con aberturas laterales de inspección de cigüeñal y árbol de levas.
- Cáster volante con brida SAE 00.
- Camisas desmontables, refrigeradas por agua del circuito principal.
- Culatas individuales por cilindro, de fundición, refrigeradas por agua (circuito principal), con cuatro válvulas y bujía centrada.
- Cáster de aceite de gran capacidad con sistema de evacuación de gases de cáster.
- Cigüeñal forjado y templado, de una sola pieza, suspendido, con apoyos en bloque y equilibrado dinámicamente.
- Amortiguador de vibraciones torsionales doble.
- Cojinetes de bancada y cabeza de biela bimetálicos.
- Bielas forjadas de acero aleado de corte oblicuo.
- Pistones de aleación de aluminio con cámara de combustión diseñada para alto rendimiento y bajas emisiones, con tres aros. Refrigerados por chorro de aceite.
- Árboles de levas de aceros aleados y templados por inducción, accionados el cigüeñal mediante sistema de distribución por engranajes.
- Lubricación forzada mediante bomba mecánica accionada por el cigüeñal a través de engranajes.
- Válvula de seguridad y regulación de presión de aceite.
- Enfriador aceite-agua (circuito auxiliar) de haz tubular.
- Sistema de filtrado de aceite mediante tres filtros de “pleno caudal”.
- Conductos y galerías de lubricación de partes móviles de motor y eje de turbocompresor.
- Resistencias para el precalentamiento de aceite, con control termostático externo.
- Sistema de evacuación libre de gases de cáster al exterior, con decantador de aceite.

Sistema de combustible electrónico

Sistema de control de carburación inteligente capaz de mantener el punto óptimo de prestaciones y emisiones dentro de rango ante oscilaciones en la composición del gas, cambios en la carga del motor o variaciones en las condiciones de suministro. Formado por:

- Válvula de control de combustible inteligente KRONOS 30 para control electrónico de carburación (relación aire/combustible) para una dosificación óptima de combustible.
- Sensores de presión de admisión y temperatura que se integran en la válvula de control de combustible para calibración y control de ambos parámetros para la corrección automática del punto de carburación en base a dichos parámetros.
- Carburador tipo venturi, especialmente diseñado para gas natural.
- Filtro de aire de alta eficiencia con elementos de filtros de celulosa.
- Turbocompresor de mezcla aire-combustible, de alto rendimiento, con acoplamiento directo a turbina de gases.
- Intercooler de enfriamiento de mezcla, de doble etapa, enfriado por los circuitos principal y auxiliar, de alta resistencia a la corrosión en versiones para gases especiales.
- Válvula de mariposa accionada por actuador eléctrico y controlada por el sistema de control de carburación, velocidad y carga.

- Colectores de admisión laterales en fundición de aluminio equipados con válvulas de seguridad por sobrepresión.

Sistema de gases de escape

- Colector seco de gases de escape, calorifugado.
- Turbina de gases acoplada a turbocompresor, calorifugada.
- Laterales en fundición de aluminio equipados con válvulas de seguridad por sobrepresión.

Sistema de encendido y anti-detonación

- Sistema de control de ignición computerizado y electrónico CPU-95 que realiza las siguientes funciones:
 - + Optima selección y ajuste de encendido de motor para cada tipo de gas y aplicación (sistema dinámico con instalación primera en fábrica pero flexible ante cambios)
 - + Display de visualización para parámetros de ignición:
 - Velocidad motor
 - Niveles de chispa motor (3 niveles diferentes automáticamente ajustables para optimizar la vida de las bujías).
 - Medida de desgaste de los elementos de ignición (bobina-alambre-bujía), muy práctico para establecer estándares de mantenimiento preventivo.
 - Encendido motor. Posibilidad de establecer diferentes encendidos en cada cilindro.
 - Posibilidad de operación acoplado a un analizador de gas para modificación "on line" del avance de encendido para oscilaciones de composición de gas elevadas.
 - + La chispa se produce en el momento preciso a través de sensores para identificar la posición exacta del pistón y determinar del punto de ignición.
- Bobina individual por cilindro.
- Cableado de baja y alta tensión.
- Bujías especialmente diseñadas para cada tipo de gas.
- Sensores piezoeléctricos para detección de detonación en cada cilindro.
- Unidad de control central DETCON 20 programado con los mapas de detonación del motor. Esto permite que se ajuste del avance de encendido en combinación con la unidad CPU95 vía el PLC ante eventos de detonación, así como la reducción de potencia cuando el sistema trabaja en paralelo con la red.

Sistema de arranque

- 1 Motor de arranque eléctrico, 24 Vdc, actuando sobre corona dentada.

Sistema de refrigeración

Refrigeración en doble circuito:

- Circuito Principal: una bomba de agua mecánica o eléctrica impulsa el agua a través del bloque, culatas y 1ª etapa de intercooler. La temperatura del agua se regula termostáticamente para que la temperatura de salida de motor sea de aprox. 90 °C.
- Circuito Auxiliar: una bomba de agua mecánica o eléctrica impulsa el agua a través de la 2ª etapa de intercooler. La temperatura del agua se regula termostáticamente para que la temperatura de entrada a motor sea de 55 °C.

Instrumentación y sensores sobre motor que miden / informan de:

- Alta temperatura de aceite.
- Alta / baja presión de aceite.
- Alto / bajo nivel de aceite en cárter.
- Alta temperatura de agua en circuito principal.
- Alta temperatura aire de admisión.
- Alta presión de gas en cárter.
- Baja presión agua a la entrada circuito principal / auxiliar.
- Sobrevelocidad.
- Alta temperatura de aceite a entrada / salida de turbocompresor.
- Baja presión de aceite a turbocompresor.
- Temperatura de agua en circuito principal.
- Temperatura de agua de circuito auxiliar.
- Temperatura mezcla en colector de admisión.
- Presión mezcla colector admisión.

Cuadro Gizar de control de motor

GIZAR es la unidad de control electrónica (ECU) del motor HGM240. Dicho sistema incluye la supervisión y control de todos los diferentes sistemas de control del motor:

- Sistema de encendido de motor.
- Sistema de carburación de motor.
- Sistema de control de velocidad del motor
- Sistema de arranque y parada del motor.
- Monitorización de parámetros del motor.
- Alarmas de protección de motor.

El GIZAR incluye un HMI de 3,8" con pantalla táctil donde todos los parámetros importantes de la operación del motor son mostrados.

Durante la operación los avisos y alarmas son mostrados en la pantalla táctil.

La información está disponible en el display en castellano o inglés.

Arquitectura de control del GIZAR

La arquitectura interna del GIZAR incluye una unidad de control central que gestiona los diferentes sistemas del motor como un todo. Esto incluye un registrador de datos para todos los parámetros de motor, que permite en cualquier momento el acceso a una base de datos donde se almacenan periódicamente las condiciones de funcionamiento del motor. Este sistema permite una optimización de las prestaciones del motor y un más rápido y correcto diagnóstico de cualquier problema en el equipo por parte del personal del servicio técnico.

Esta unidad de control central está interconectada a través de buses de comunicación a los diferentes controladores que están embebidos en el GIZAR. Estos controladores han sido diseñados por compañías líderes mundiales en estos sistemas, como Altronic, Heinzmann, Woodward o Motortech y están dedicados a controlar los diferentes subsistemas del control del motor (encendido, control de velocidad, carburación, detección de detonación).

1.7.2.1.2 Alternador

Datos del alternador	Valor
Fabricante	LEROY SOMER
Tipo	LSAC 49-1M6
Potencia mecánica motor	520 kW
Potencia eléctrica nominal (Cos Phi=1)	500 kW
Potencia aparente	589 kVA
Voltaje	400 V
Frecuencia	50 Hz
Régimen	1500 rpm
Cojinetes	2
Clase de aislamiento	H
Clase de calentamiento	F
Excitación	Auto-excitado, sin escobillas
Grado de protección	IP23
Tipo de regulación	Electrónica AREP + PMI
Precisión sistema control voltaje	$\pm 1\%$
Regulación voltaje	$\pm 5\%$
Capacidad de cortocircuito del 300% In	10 s
Servicio	Continuo
Temperatura ambiente	$<40^{\circ}\text{C}$
Altitud	$<1000\text{ m}$

Características generales del alternador:

- Alternador síncrono autoregulado sin anillos ni escobillas.
- Construcción bipolar.
- Autoventilado, con grado de protección IP23 (otros bajo demanda).
- Sistema electrónico de ajuste de tensión para maniobra de sincronización y de control del factor de potencia en situación de paralelismo con red.
- Sistema de ajuste del factor de coseno de phi por franjas horarias en funcionamiento en paralelo de red.
- Conexión a motor mediante acoplamiento semi-elástico.

- Cumplen las normas internacionales: I.E.C / U.T.E. / U.D.E. / B.S.S. / NEMA / CSA.
- Opcionalmente se pueden incorporar sondas de temperatura para vigilancia de los devanados y cojinetes, así como resistencias de caldeo.

1.7.2.1.3 Sistema de potencia y control de la instalación

El contendor incluye en un local destinado a tal efecto, los cuadros de Potencia y protección, y Control para trabajar en paralelo con la red. Se incluye el panel de control, sincronización y vigilancia de red para protección del módulo.

1.7.2.1.3.1 Cuadro de potencia

El cuadro de potencia alberga el interruptor de potencia y accesorios complementarios. Las dimensiones del cuadro de potencia son 2100 mm (altura) x 800 mm (anchura) x 800 mm (fondo).

Básicamente el interruptor automático motorizado es usado para conectar/desconectar el alternador de la red y/o las cargas. Este elemento permite la protección por sobrecorriente y cortocircuito del alternador y también es usado para sincronizar el motogenerador con la red. En caso de alarmas del grupo, el interruptor es abierto para proteger el alternador.

El interruptor de potencia automático estándar es el **Merlin Gerin Masterpact NW20H1 4P**. Dicho modelo tiene las siguientes características.

- Interruptor automático de potencia de Baja Tensión.
- Chasis metálico.
- Corriente nominal de interruptor: 1000 A.
- Capacidad de interrupción última (Icu) 65 kA.
- Ensamble fijo
- Versión 4 polos
- Motorizado con bobinas de cierre y disparo por baja tensión.
- Protección de neutro.
- Relé de protección programable Micrologic 5.0. Tres diferentes niveles de protección por sobrecorriente / cortocircuito.
- Conforme a estándares internacionales IEC 60947-1 and 2, IEC 68230 para tipo 2 tropicalizado, UL489, ANSI and CCC.

Los elementos complementarios que forman el cuadro de potencia son:

- Embarrado de cobre dimensionado para la corriente nominal, aislado con fundas de plástico en distintos colores para permitir identificación de las distintas fases, para permitir la conexión de los cables de potencia.
- 3 Transformadores de intensidad, tipo 2000/5A para protección, clase 5P10.
- 3 Transformadores de intensidad, tipo 2000/5A para medida, clase 0.5
- 2 Tomas de voltaje protegidas para propósitos medida, protección y sincronización.
- Interruptor automático de caja moldeada dimensionado para el consume de servicios auxiliares del motogenerador, con protección magnetotérmica y relé de protección diferencial.
- Selector de 2 posiciones para permitir la toma de potencia de servicios auxiliares bien del embarrado o bien de una fuente externa de potencia.

1.7.2.1.3.2 Cuadro de control

El cuadro de control de grupo en un cuerpo unido al panel de potencia. Las dimensiones del cuadro son 2100 mm (altura) x 800 mm (anchura) x 800 mm (fondo).

El sistema de control del cuadro de control de grupo está basado en el uso de un PCL de última generación como base del sistema, mediante el equipamiento de un PLC Schneider Telemecanique Modicon M340 PLC, BMX P34 2030 CPU con Ethernet/Can Open.

Las funciones generales realizadas por el cuadro de control son:

- Funcionamiento completamente automático y manual de grupo.
- Comunicación con control del motor GIZAR y protección del alternador.
- Sincronización automática del grupo con la red.
- Visualización de alarmas a través de la pantalla táctil.
- Visualización de los principales parámetros del grupo y de motor.
- Ejecución de maniobras de los equipos auxiliares de los grupos (aerorefrigerantes, bombas, precalentamientos, etc.).

El panel de control del grupo permite el control y maniobra del interruptor automático de grupo, interactuando con la GIZAR ECU.

Este PLC está comunicado con el GIZAR ECU, permitiendo la visualización de toda la información disponible en la ECU y también la actuación remota en la propia ECU: arrancando / parando el grupo, ajustando las consignas de potencias y funcionamiento del grupo o modificando los parámetros de motor. Las comunicaciones entre ambos sistemas se realizan vía Ethernet.

El sistema de conexión vía Ethernet incluye un switch que permite la toma de información de la unidad GIZAR ECU y del Cuadro de Control de Grupo para su integración en un sistema SCADA externo. También es posible una conexión a internet para permitir tareas de monitorización remota.

El PLC está comunicado con una pantalla táctil de operador Magelis XBT-GT2130 montada en la puerta del cuadro de control. Esta pantalla táctil es la HMI del panel de control, permitiendo al operador obtener toda la información del motor y del grupo (parámetros, alarmas). A través de dicha pantalla también se realiza el arranque y parada del grupo, la apertura y cierre del interruptor automático y la introducción de los valores parametrizables de la instalación (consigna de potencia de grupo, parámetros generales de grupo, modulaciones de potencia activa y reactiva, programación de franjas horarias de funcionamiento, etc....)

Equipamiento del armario de control

Cargador de baterías

Incluye un cargador de baterías DEIF DCP2 20A 2x230AC/24VDC y un amperímetro analógico en la puerta frontal del cuadro. Este cargador de baterías es usado para la carga de baterías de grupo y el suministro de potencia para los componentes electrónicos del cuadro de control de grupo y del GIZAR.

Unidad de Protección del Generador

El cuadro de control incluye una Unidad de Protección del Generador DEIF GPU con las siguientes características:

- Alarmas de protección de grupo programables: baja / alta frecuencia, bajo / alto voltaje, sobrecorriente, sobrecarga, potencia inversa, etc.
- Protección de red/embarrado: baja / alta frecuencia, bajo / alto voltaje, protección de salto vector y protecciones ROCOF (pérdida de red para paralelismo)

- Monitorización de parámetros eléctricos: esto incluye un display embebido en la puerta del cuadro de control que permite una completa información de todos los parámetros eléctricos (V,f, kW, KVA, KVAR, Kwh) del grupo y también de la red en el embarrado.
- Función de Sincronización: el GPU trabaja como relé de sincronización del grupo a la tensión de red del embarrado. Se encarga de dar una señal para modificación de la frecuencia y fase del generador para su acoplamiento a la señal del embarrado y, una vez de ambas señales están dentro de la ventana para el sincronismo, proporciona el permiso de cierre del interruptor automático.
- Comunicación CAN-BUS: la unidad GPU es comunicada con el PLC mediante CAN-BUS, con lo que se permite que todos los parámetros y alarmas del grupo y sean mostrados en la pantalla táctil de operador.

Módulo de control de alternador

El panel de control de grupo incluye un sistema de control de alternador, que permite el control de voltaje y coseno de phi del alternador. El panel de control también incluye la protección de temperatura de devanados de alternador mediante PTC.

Control de Servicios Auxiliares

El panel de control de grupo incluye el control de todos los servicios auxiliares incluidos en el suministro de GUASCOR. Ejemplos de algunos servicios auxiliares suministrados habitualmente por GUASCOR cuyo control y maniobra suelen estar incluidos en el panel de control:

- Rampa de gas (control de suministro de combustible)
- Electrobombas de circuitos de agua.
- Aero-refrigeradores de agua externos (refrigeración de motor)
- Torre de evaporación con ventilador y electrobomba (refrigeración de motor).
- Ventiladores de aireación de sala.
- Válvulas distribuidoras de gases de escape.
- Iluminación interior de armario de control.
- Toma de corriente bifásica para conexión de herramientas.
- Etc...

Para estos servicios GUASCOR incluye un sistema adecuado de maniobra con protecciones de motores Telemecanique GV2M y el control automático de estas operaciones mediante contactores. La pantalla táctil permite el control de estas operaciones de forma manual o automático y muestra el estatus o cualquier alarma correspondiente a estos servicios.

Control completo de instalación: opciones

Se incluye en el panel de control de grupo otros controles relacionados con el funcionamiento de los generadores y con la gestión de la instalación en la que estarán instalados como:

- Control de potencia importada/exportada en la instalación.
- Control del interruptor automático de cabecera para maniobras de puesta en paralelo o en isla de red de la instalación.
- Deslastre de cargas no críticas en islas.
- Monitorización de estado de los interruptores de la instalación.
- Monitorización del proceso de la instalación.
- Reparto de carga con otros grupos.
- Refrigeración con equipo de A/C del panel de control con control termostático
- Etc...

1.7.2.1.4 Sistema de recuperación y refrigeración de calor

El motor definido HGM240 dispone de dos circuitos de refrigeración independientes:

- Circuito principal en el cual se refrigerarán el agua del bloque, camisas y el refrigerador de aceite del motor. La temperatura de trabajo es de 70°/90°C.
- Circuito auxiliar que refrigerará el intercooler. La temperatura de trabajo es de 55°/59°C

La refrigeración de emergencia del circuito principal se realizará a través de un electroradiador doble que refrigerará en continuo el circuito auxiliar.

Circuito Principal

La recuperación del circuito principal del módulo se realizará a través de un sistema de intercambiador de placas, incluyendo:

- Bomba eléctrica de refrigeración del Circuito Principal (incluida en suministro básico). Caudal 12 m³/h.
- Válvula termostática eléctrica de recirculación de agua del motor. Circuito Principal (incluida en el suministro básico).
- Vaso de expansión del circuito de agua del motor. Circuito Principal
- Intercambiador de placas para recuperación de calor del Circuito Principal (A.T.).

Temperaturas de entrada / salida primario: 70° C / 90°C.

Circuito Auxiliar

El circuito auxiliar no recuperará la energía térmica únicamente, se refrigerará a través del electroradiador 2º cuerpo. Este electroradiador estará accionado a través de un variador de frecuencia para optimizar su autoconsumo.

La bomba de refrigeración de este circuito se instalará sobre motor accionada por el mismo siendo del tipo mecánico o eléctrico, con una capacidad de 20 m³/h.

Escape

La potencia de los gases de escape se dará a través de una válvula de 3 vías instalada en la caseta. Esta válvula de 3 vías será del tipo regulación proporcional y será accionada y controlada tanto por el equipo de control de la caldera como el equipo de control del motor. Una de las vías enviará los gases a la atmósfera y por la otra vía se enviarán a la caldera de generación de vapor.

1.7.2.1.5 Caseta e instalaciones auxiliares

La planta de cogeneración junto con la caldera de recuperación de vapor se instalarán dentro de una caseta de 40 pies de forma modular insonorizado a 55 dB(A) a 10 metros con las siguientes medidas:

Largo	12.192 mm
Ancho	2.434 mm
Alto	2.896 mm

La fabricación de la caseta se realiza teniendo en cuenta el trabajo en zona de intemperie, con las calidades de materiales adecuadas, y el peso de los equipos, por lo que se encuentra reforzado para un peso aproximado de 22.000 kg.

La caseta contiene los siguientes sistemas principales:

- Conjunto motor-alternador sobre bancada.
- Refrigeración del circuito principal y circuito auxiliar mediante electroradiador doble instalado en el techo de la caseta.
- Recuperación térmica del circuito principal a través de un intercambiador de placas. En este intercambiador cederá la potencia térmica del circuito principal.
- Una caldera de generación de vapor a 12 bares.
- Sistema de lubricación con tanque y electrobomba.
- Sistema de alimentación de gas natural incluyendo tren de válvulas completo.
- Cuadro de control, sincronismo y potencia del grupo.

Además, la caseta incorpora sistemas de insonorización para un nivel acústico exterior de 55dBA a 10 metros.

En su interior, la caseta dispone de los siguientes accesorios:

- Filtro de aire de admisión.
- Flexibles de conexión para:
- Conexión alimentación de gas natural.
- Circuito principal.
- Circuito auxiliar.
- Escape.
- Aceite.
- Tanque nodriza de aceite con soporte con capacidad de 300 litros junto con la electrobomba para preengrase, llenado vaciado de cárter, controlador automático de nivel de aceite y sensor de nivel.
- Tren de válvulas de gas natural con presión mínima de 200 mbar a la entrada de la rampa compuesta por:
 - + Válvula de corte manual.
 - + Detector de fugas interválvulas.
 - + Filtro de gas.
 - + Manómetros (2).
 - + Presostato (2).
- Doble válvula en serie 24 Vcc.
- Centralita de detección de fuga de metano que actuará sobre la válvula de corte de gas instalada sobre el tren de válvulas, fuera de la caseta.
- Silencioso de escape de 30 dB exterior a la caseta instalado en el techo.
- Juego de baterías 24 Vcc con soporte de baterías sobre bancada y circuito eléctrico de baterías con interruptor de corte.
- Cableado de elementos eléctricos a cajas estancas de conexiones. Cajas independientes para 24Vcc y 230/400Vac. Cableado con cable específico de silicona recubierto con fibra de vidrio y malla trenzada de acero inoxidable de alta resistencia en ambientes agresivos.
- Sistema automático de precalentamiento de aceite y agua.
- Bomba eléctrica de refrigeración del circuito principal.
- Suspensión elástica formada por 10 soportes tipo silentblock.
- Sistema de ventilación compuesto por un juego de ventiladores calculados en función de la potencia térmica a disipar dentro de la caseta.
- Bancada de acero de alta rigidez electrosoldada común a motor y alternador y montada sobre tacos regulables.
- Puertas de acceso lateral para efectuar tareas de mantenimiento.
- Puntos de anclaje en la base de la cabina.
- Puntos de enganche para traslado situados en el techo.
- Iluminación interior.
- Punto inferior de recogida de líquidos de la caseta.

1.7.2.2 Caldera de recuperación

Descripción General

El generador de vapor marca SINCAL tipo RPV-1-150-2000-32-1100 está formado por una caldera cilíndrica pirotubular, especialmente diseñada para el aprovechamiento de los gases de escape de recuperación.

El cuerpo de la caldera está formado por un cuerpo cilíndrico de disposición horizontal. Incorpora interiormente un paquete multitubular de transmisión de calor y una cámara superior de formación y acumulación de vapor.

El acceso al cuerpo lado gases, se realiza mediante la tapa de registro atornillada en la cámara frontal y puertas atornilladas y abisagradas en la posterior. El acceso al lado del agua se efectúa a través de la boca de hombre, situada en la generatriz superior del cuerpo, y tubuladuras de gran diámetro en la generatriz inferior y placa posterior para facilitar la limpieza de posibles acumulaciones de lodos.

El conjunto completo, calorifugado y con sus accesorios, se asienta sobre un soporte deslizante y bancada formando una unidad compacta constituida principalmente por:

- Una virola exterior de gran diámetro en donde van dispuestas las tubuladuras para acoplamiento de:
 - + Salida de vapor.
 - + Válvulas de seguridad.
 - + Válvula de aireación.
 - + Electrodo de nivel.
 - + Visores de nivel.
 - + Alimentación de agua.
 - + Purga de lodos y vaciado.
 - + Aberturas de inspección.
- Dos bridas tubulares:
 - + Brida delantera: Forma el frente de la caldera y sobre ella se acopla el cajón de recogida de gases.
 - + Brida trasera: Sobre la que va acoplada la caja de humos y el economizador.
 - + Un haz tubular paralelo y simétrico a la virola exterior.
 - + Una puerta delantera que nos permite efectuar una fácil inspección y limpieza del haz tubular.
 - + Una caja de humos posterior con abertura de limpieza.
 - + Todo el conjunto está calorifugado con lana mineral de alto poder aislante.
 - + La caldera se termina con un carenaje en acero inoxidable.
 - + Bastidor autoportante constituido por perfiles en “U” que sirve de base a la caldera y sobre el que va dispuesta la bancada de bombas y el pupitre de maniobra y control.
 - + Pasarela y escalera para acceder a la zona superior de caldera y de esta forma accionar y realizar fácilmente las operaciones de mantenimiento de las válvulas y elementos de regulación que se encuentran en la parte superior de la caldera.

Datos técnicos

Datos técnicos de la caldera	Valor
Producción de vapor con economizador	332 kg/h
Potencia calorífica total	225 kW
Potencia calorífica del economizador	50 kW
Clase de vapor	Saturado seco
Presión máxima de servicio	12 kg/cm
Presión de diseño	14 kg/cm
Presión de prueba	15 kg/cm
Temperatura agua en depósito de condensados	80°C
Superficie de calefacción solo caldera	34 m ²
Superficie de calefacción economizador	9,6 m ²
Volumen de vapor	0,3 m ³
Volumen de agua caldera	1,25 m ³
Categoría s/RD 2060/2008	1 ^a
Caudal gases	2.280 kg/h
Temperatura de gases a la entrada	460°C
Temperatura de gases a la salida caldera	210°C
Temperatura de gases a la salida economizador	140°C
Pérdida de carga caldera + economizador	10 mbar

Datos dimensionales

Longitud total	2,96 m
Anchura total	1,3 m
Potencia calorífica economizador	1,9 m
Peso transporte	2.993 kg

Diámetro de las tubuladuras

Salida vapor	DN-50 PN16
Escape de las válvulas de seguridad	DN-50 PN16
Aireación	DN-40 PN16
Vaciado y purga de lodos	DN-32 PN16
Alimentación de agua	DN-25 PN16
Salida de humos	DN-250

Materiales empleados

Caldera:

- Chapas: Calidad P265GH según EN-10028-2:1992
- Tubos de humo: Acero estirado sin soldadura calidad ST-35.8.1 según DIN 2448

Economizador:

- Tubos: Acero al carbono diámetro 22 mm.
- Placa: P265GH

Elementos de seguridad

- 1 Presostato de seguridad.
- 1 Sonda termostática PT-100.
- 1 Regulador de dos puntos de corte con indicación de temperatura.
- 1 Conjunto de regulación de nivel por electrodos con actuación por:
- Bajo nivel de agua.
- Muy bajo nivel de agua.(**Electrodo autocontrolado**)
- Arrancada de bomba.
- Paro de bomba.
- Alto nivel de agua.

Accesorios reglamentarios

Caldera:

- 1 Válvula de salida de vapor.
- 2 Válvulas de seguridad.
- 1 Válvula de aireación.
- 1 Válvula de vaciado manual.
- 1 Válvula de purga automática de lodos neumática.
- 1 Manómetro principal con grifo de tres vías y placa para manómetro patrón.
- 2 Visores de nivel de caja refractora con válvulas de corte y purga.

Alimentación de agua:

- 2 Grupos motobombas centrifugas verticales.
- 3 Válvulas de retención.
- 3 Válvulas de interrupción.
- 2 Manómetros de glicerina para control de la presión de entrada de agua a caldera.

Alimentación continua de agua:

- 1 Electrodo capacitivo
- 1 Válvula de control automática, eléctrica.
- 3 Válvulas manuales para independización y by-pas de la válvula automática.
- 1 Manómetro escala 0-16 bar
- 1 Filtro en “Y”

Purga automática de sales:

- Sensor de conductividad.
- 1 Válvula de purga de sales.
- 1 Válvula de retención.
- Válvulas de esfera.
- 1 Filtro tipo “Y”
- 1 Controlador de conductividad transmisión 4-20 mA.

Purga automática de lodos:

- 1 Válvula de asiento. DN-32.
- 1 Válvula de esfera neumática con retorno a “0”.DN-32.
- 1 Temporizador de purga.
- 1 Electro válvula de aire. 1/8”.
- 1 Filtro de aire 1/4”.
- 1 Manómetro, escala 0-10 bar.

Regulación de presión:

- 1 Transmisor de presión 4-20 mA.
- 1 Regulador electrónico.

Cuadro eléctrico de maniobra y control

Armario Metálico accesible por puerta frontal, protección IP 54 con sinóptico y capacidad suficiente para alojar en su interior toda la aparamenta eléctrica y neumática necesaria, como:

- 2 Contactores para control de arranque de bombas.
- 1 Regulador electrónico con dos salidas para control con indicación digital de temperatura.
- 1 Regulador de niveles de trabajo y doble seguridad por nivel mínimo por electrodos.
- 5 Electrodo de nivel inox.
- 1 Sonda PT-100 con cabezal DIN.
- 1 Programador de tiempo de funcionamiento.
- 1 Rearme manual de cada avería.
- 1 Conjunto de pilotos de señalización de marcha y averías indicando cada una por separado.
- 1 Alarma acústica de averías.
- 1 Conjunto de relés auxiliares de marcha y de averías.
- 1 Cableado, conexionado y pruebas de funcionamiento en taller.
- 1 Purga automática incluso temporización y electroválvula de alimentación de válvula principal y prueba manual.

1.7.2.3 Instalación de interconexión eléctrica

Considerando los aspectos puramente eléctricos de la planta de cogeneración, se trata de una instalación con motor a gas natural acoplado a un alternador síncrono para la generación de energía eléctrica.

Habiendo solicitado a la empresa distribuidora el condicionado técnico-económico sobre la capacidad de acceso y punto de conexión a la red para la evacuación de la energía eléctrica excedentaria en alta tensión para una potencia de 500 kW, se recibió contestación a dicha solicitud, indicando como punto de conexión a la red de distribución a 13,2kV en las proximidades de la fábrica.

La solución adoptada ha sido la instalación de una nueva celda de derivación en el CT a derivar y la automatización de dicho centro.

1.7.2.3.1 Línea subterránea de alta tensión

El trazado de la línea subterránea partirá de la celda de derivación en simple circuito. El conexiónado del conductor de la línea subterránea se realizará por medio de terminales unipolares de servicio interior de aislamiento requeridos para cable de 240 mm² 12/20 kV. Junto con los terminales unipolares

Los conductores de fase a utilizar en la realización de la línea subterránea serán del tipo RHZ1 12/20 kV, apantallado, de sección 95 mm².

El tramo de línea subterránea tiene prevista una longitud total de zanja de 200 metros, con dos tubos de 200 mm de diámetro.

La canalización entubada estará constituida por tubos de material sintético y amagnético, de suficiente resistencia mecánica, debidamente enterrados en la zanja, quedando debidamente selladas en sus extremos. El cable ira alojado en una zanja de 1,20 x 0,60 m, instalando los tubos debidamente enterrados y hormigonados.

1.7.2.3.2 Centro de seccionamiento y transformación

El Centro de Seccionamiento y Transformación se instalará en interior de edificio prefabricado de hormigón, tipo PFU-5 de Ormazabal o equivalente, de dimensiones interiores (longitud) 4,72 m x (ancho) 2,46 m x (alto) 2,885 m.

En el interior del edificio se dispondrá una separación física entre los equipos de Compañía y los del Cliente, contando cada una de ellas con acceso independiente, desde vial público.

Celdas de distribución

Las celdas de distribución prefabricadas bajo envolvente metálica presentarán las siguientes características generales:

Tensión nominal	24 kV
Intensidad asignada	630/400 A
Intensidad de corta duración: <ul style="list-style-type: none"> - Valor eficaz en 1 segundo - Valor de pico 	12/20 kA 40/50 kA

Conjunto de celdas Ormazabal compuesto por los siguientes conjuntos prefabricados:

- 1 celdas entrada-salida ORMAZABAL modelo CGM-CML:
 - + Tensión asignada: 24 kV
 - + Intensidad asignada: 630 A
 - + Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA1
- celda de medida ORMAZABAL modelo CGM-CMM:
 - + Tensión asignada: 24 kV
 - + Intensidad asignada: 400 A
 - + Tres fusibles de protección 6,3 A 24 kV.
 - + 3 Trafos de medida de tensión 13.200-22.000:√3 / 110:√3-110:√3-110:3 V
 - 15 VA CL-0,5 – Medida
 - 15 VA CL-3P – Protección
- 1 celda de protección con interruptor automático ORMAZABAL modelo CGM-CMP-V:
 - + Tensión asignada: 24 kV
 - + Intensidad asignada: 400 A
 - + Capacidad de corte en cortocircuito: 16 kA
- 1 celda de medida ORMAZABAL modelo CGM-CMM:
 - + Tensión asignada: 24 kV
 - + Intensidad asignada: 400 A
 - + 3 Trafos de medida de intensidad 30-15/5-5 A:
 - 10 VA CL-0,5S – Medida
 - 15 VA CL-5P30 – Protección
 - + 3 Trafos de medida de tensión 13.200-22.000:√3 / 110:√3-110:√3-110:3 V
 - 15 VA CL-0,5 – Medida
 - 15 VA CL-3P – Protección

Transformador

Se ha previsto la instalación de un transformador trifásico reductor de tensión cuyas pérdidas en vacío y en carga, así como los niveles de ruido y los detalles constructivos cumplirán lo establecido en la RU 5201 C. Sus características principales son las siguientes:

Dato	Valor
Potencia aparente	630 kVA
Nivel de aislamiento	24 kV
Tensión Primaria	13.200 – 20.000 V
Tomas de regulación de la tensión primaria	±5 ±10 +15%
Tensión secundaria en vacío	420 V
Grupo de conexión	Dyn 11
Tensión de cortocircuito	4%

El transformador contará con dos juegos de sondas térmicas y cuadro eléctrico para la alimentación de protecciones.

Protecciones Interconexión

Se deberá instalar un cuadro con relés de protección, los cuales actuarán provocando la apertura del interruptor automático de interconexión, con las siguientes funciones:

- Relés de mínima tensión instantáneos (entre fases) (3x(2x27)).
- Relé de máxima tensión (3x59).
- Relé de máxima tensión homopolar (59N).
- Relé de máxima y mínima frecuencia (81m/81M).
- Relé de máxima intensidad (entre fases) (3x50/51).
- Relé de máxima intensidad de neutro (50N/51N), que en el caso de neutro aislado, debe ser direccional (67N).
- Relé de potencia unidireccional tarado al 102% de la potencia nominal y una temporización de 10 s.

Medida de la energía eléctrica

Dentro del centro de transformación se instalará un cuadro formado por un contador tarificador electrónico multifunción, un registrador electrónico y una regleta de verificación. Todo ello instalado en el interior de un armario homologado para contener estos equipos y situado sobre el cerramiento con acceso desde el exterior.

La medición de la energía se realizara en Alta Tensión, disponiéndose en la zona en la que se sitúen los contadores, dos tomas de corriente de 10A y un PIA de 16ª monofásico para una posible telemedida.

La instalación del equipo de medida cumplirá con el Real Decreto 1110/2007, de 24 de Agosto, por el que se aprueba el Reglamento Unificado de puntos de medida del sistema eléctrico.

1.7.2.3.3 Baja tensión

En el centro de transformación se instalará un cuadro de baja tensión compuesto por un interruptor-seccionador en carga de 4 polos y 1.000 A. Desde este cuadro saldrá una línea subterránea con conductor RZ1-K 0,6/1 kV de 2 x (4 x 240) mm² Cu con una longitud aproximada de 35 metros partiendo desde el cuadro de protección del centro de transformación hasta el cuadro de potencia de la caseta de cogeneración.

El tramo de línea subterránea tiene prevista una longitud total de zanja de 26 metros, con dos tubos de 200 mm de diámetro. La separación entre los conductores de alta tensión y baja tensión será como mínimo de 250 mm.

La canalización entubada estará constituida por tubos de material sintético y amagnético, de suficiente resistencia mecánica, debidamente enterrados en la zanja, quedando debidamente selladas en sus extremos. El cable ira alojado en una zanja de 1,20 x 0,60 m, instalando los tubos debidamente enterrados y hormigonados.

En el cuadro de protección de la caseta de cogeneración, se instalará un interruptor automático general motorizado de 1.000 A – 4 polos para proteger al generador.

1.7.2.4 Instalación receptora de gas natural

La instalación receptora para gas natural que se define en el presente punto tiene por objeto el suministro de gas natural.

El suministro de gas natural para la planta de cogeneración, se realizará desde la red de distribución interior existente que alimenta a la sala de caldera formada por una tubería DN100 PN16 y una presión de 2,15 bar.

El motor seleccionado tendrá un consumo máximo de gas natural de 119,6 Nm³/h a una presión de 200 mbar.

La instalación de gas natural será aérea y discurrirá en tubería de acero laminado sin soldadura calidad St-35 según DIN 1629 hoja 3, dimensiones DN50 según DIN 2440 y presión PN10. Se aplicará una capa de pintura de imprimación anticorrosiva y una capa de pintura de acabado de color amarillo y se realizará la puesta a tierra mediante ánodo de cinc con cable de conexión de tubería a tierra y enlace a tubería de acero con orejeta y terminal, debidamente encapsulado con cable cobre aislado tipo UV.0,6/1kV de 35 mm² de sección, según normas.

Los elementos que componen la línea de distribución interior que alimentará al motor serán los siguientes:

- *Válvula de corte*: Válvula de tipo mariposa de ¼ de vuelta DN50 PN10 y localizada en un punto accesible en el exterior de la caseta.
- *Electroválvula de corte*: Válvula de seguridad de corte automática normalmente cerrada de cierre rápido y apertura lenta y maniobrada por la centralita de detección de metano.
- *Filtro*: Eliminación de las impurezas del gas natural, DN 50 PN 10.
- *Contador*: Conjunto compuesto por contador de gas de turbina DN 50 PN 10 y corrector de medida con sondas de presión y temperatura.
- *Manómetro*: Conjunto de 2 manómetro con escala 0 – 5 bar y llave de corte de ½”.
- *Regulador de presión*: Reduce la presión del gas natural de la línea de distribución interior de 2,15 bar a la presión de consumo de motor de 200 mbar.
- *Rampa gas motor*: Grupo de regulación de presión instalado la más cerca posible de motor, suministrada por el fabricante del motor y gobernada por el motor para regular el consumo de gas natural.

1.7.3 Procedimiento de medida y registro de la energía

De cara a justificar el Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) y la eficiencia de la instalación, la instalación contará con los siguientes elementos de medida y registro:

1.7.3.1 Cómputo de energía eléctrica generada

Se realizarán dos medidas de energía eléctrica, la medida de la energía eléctrica bruta generada en bornes del alternador que se utiliza para el cálculo del REE, y la medida de la energía eléctrica neta excedentaria vendida a la compañía distribuidora.

Para el cálculo de la energía generada en bornes del alternador se instalarán 3 transformadores de medida de intensidad en el armario de control del módulo de cogeneración conectados a PLC de control que realizará el registro de la energía generada.

El cómputo de la energía producida excedentaria se realizará a través del contador perteneciente a la compañía eléctrica distribuidora a la que se venda la energía producida.

- Contador de Energía Eléctrica Generada:
 - + Se utilizarán 3 transformadores de medida de intensidad 1200/5A Cl 10FS5 20 VA instalado en el generador y un contador clase 0,5 instalado en el armario del equipo de control del módulo de cogeneración.
- Contador Energía Eléctrica Excedentaria:
 - + Perteneciente a la compañía eléctrica suministradora a la cual se venda la energía eléctrica producida. Clase 0,5.

1.7.3.2 Cómputo de combustible

Se tomará el cómputo del consumo de gas natural del equipo de medida formado principalmente por contador, corrector y sondas de presión y temperatura, instalando dicho

equipo antes de la rampa de gas del motor y llevándose los pulsos del volumen corregido al PLC para el cálculo posterior del Rendimiento Eléctrico Equivalente.

1.7.3.3 Cómputo de energía recuperada

Se medirá la energía térmica útil recuperada tal y como se describe en el punto 7 de la guía técnica para la medida de energías en cogeneración de alta eficiencia editada por el IDAE. Por ello se realizarán, según se indica en el Esquema térmico, 2 tipos de mediciones:

Circuito vapor Saturado:

Al no poder cuantificar retorno de condensados en el proceso industrial, se instalara un caudalímetro de vapor tipo Vortex a la salida de la caldera, dos sondas de temperatura calibradas PT-100 4 hilos tanto a la entrada como a la salida de la caldera y transmisor de presión de tipo capacitivo a la salida de la caldera. Al valor de entalpía obtenido a la salida de la caldera, se le restará el valor de la entalpía a la entrada de la caldera.

Circuito agua alta temperatura:

Instalación de caudalímetro de agua de tipo electromagnético y de dos sondas de temperatura calibradas PT-100 4 hilos.

El PLC registrará también estas medidas para poder completar la medida de eficiencia de la instalación y calcular el Rendimiento Eléctrico Equivalente.

1.7.4 Seguridad. Medidas contra incendios y alumbrado

Para garantizar la seguridad en la central de cogeneración se aplicará lo establecido en el R.D. 2267/2004 por el que se aprueba el Reglamento de seguridad contra incendios en los establecimientos industriales, en el que se tratan los requisitos constructivos, de evacuación de personal e instalaciones de protección contra incendios.

Igualmente se aplicará lo dispuesto en el R.D. 1942/1993 por el que se aprueba el Reglamento de instalaciones de protección contra incendios cuyo objetivo es establecer y definir las condiciones que deben cumplir los aparatos, equipos y sistemas, así como su instalación y mantenimiento empleados en la protección contra incendios.

Principalmente las instalaciones de seguridad estarán compuestas por:

- Un sistema de detección de metano CH₄ compuesto por detectores, centralita de detección y electroválvula de corte automático y rearme manual, de forma que una elevada concentración de dicho combustible en el ambiente quede detectada y se mande la orden de cierre a las válvulas de gas de la instalación a la vez que se corta el suministro eléctrico y se pone en funcionamiento el ventilador de aireación, quedando en funcionamiento el alumbrado de emergencia.
- Se instalarán equipos autónomos de alumbrado de emergencia antideflagrante indicando la salida o vías de salida mediante flechas.
- Estarán localizados extintores, uno de polvo polivalente antibrasa de eficacia 89B y otro de CO₂ de 5kg.

La protección contra incendios de las instalaciones de alta tensión se aplicará el reglamento sobre Centrales eléctricas, Subestaciones y Centros de transformación ITC-MIE-RAT 14 Y ITC-MIE-RAT 15.

Se aplicará la norma UNE 60601:2006 sobre Salas de máquinas y equipos autónomos de generación de calor o frío o para cogeneración, que utilizan combustibles gaseosos. Dicha norma UNE determina las características constructivas y dimensionales, y sistemas de ventilación de los locales y entrada de aire para combustión.

1.8 Balance energético del sistema de cogeneración

A continuación se va a realizar el balance energético de la instalación de cogeneración, para ello son necesarios los siguientes datos:

Datos de partida

Datos de partida	Parámetros
Rendimiento de la instalación de generación térmica convencional	80%
Horas de trabajo diarias	16 horas/día
Días de trabajo semanal	5 días/semana
Horas de trabajo al año	3.689 horas/año
Disponibilidad de la cogeneración	94%
Consumo servicios auxiliares de cogeneración	5%
Calor máximo recuperable en los gases de escape	100%
Calor máximo recuperable en la refrigeración del motor	100%

Datos de motor base	Unidad	Parámetros
Potencia eléctrica	kW	500
Consumo de gas	kW	1.196
Temperatura de gases de escape del motor	°C	460
Temperatura de gases de escape a la salida de la caldera	°C	140
Caudal de gases de escape	kg/h	2.280
Calor específico de los gases de escape	kcal/kg·K	0,265
Calor de los gases de escape	kW	225
Calor circuito de agua alta temperatura	kW	249
Calor circuito de agua baja temperatura	kW	82
Calor recuperable del circuito agua del motor	kW	331
Calor recuperable total	kW	474
Rendimiento eléctrico	%	41,8

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Necesidades energéticas	314.840	298.968	274.936	246.808	227.776	224.664	222.728	202.488	210.600	240.744	262.696	297.152	3.024.400
Calor proceso (vapor) 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor agua caliente 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor recuperado cogeneración vapor	64.584	52.689	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	0	60.485	64.584	60.485	64.584	682.131
Calor recuperado cogeneración agua caliente	71.531	58.356	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	0	66.990	71.531	66.990	71.531	755.501
Calor recuperado total (V)	136.115	111.045	136.115	127.475	136.115	127.475	136.115	0	127.475	136.115	127.475	136.115	1.437.632
Calor apoyo convencional	178.725	187.923	138.821	119.333	91.661	97.189	86.613	202.488	83.125	104.629	135.221	161.037	1.586.768
Energía eléctrica producida (E)	164.155	133.921	164.155	153.735	164.155	153.735	164.155	0	153.735	164.155	153.735	164.155	1.733.795
Energía eléctrica vendida	155.948	127.225	155.948	146.049	155.948	146.049	155.948	0	146.049	155.948	146.049	155.948	1.647.105
Consumo de gas natural cogeneración (Q)	412.293	336.355	412.293	386.122	412.293	386.122	412.293	0	386.122	412.293	386.122	412.293	4.354.599

Unidades: kWh

1.8.1 Justificación y cálculo del rendimiento eléctrico equivalente

Para el cálculo del Rendimiento Eléctrico Equivalente (REE) se ha utilizado lo indicado en el apartado 1.4.1.

El Rendimiento Eléctrico Equivalente viene dado por la expresión:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{RefH}}$$

Energía Eléctrica Generada “E”:

Es la energía eléctrica bruta generada en los bornes del generador.

$$E = 1.733.795 \text{ kWh}$$

Consumo de Energía Primaria “Q”:

La energía primaria utilizada es el Gas Natural y es el combustible consumido por el motor de combustión interna para la producción de energía eléctrica, medido por el poder calorífico inferior (PCI) del combustible.

$$Q = 4.354.599 \text{ kWh}$$

Energía Térmica Útil “V”:

La energía térmica útil recuperada es utilizada para la producción de vapor saturada y de agua caliente:

$$V = V_A + V_V = 755.501 + 682.131 = 1.437.632 \text{ kWh}$$

Donde:

V_A = Calor útil utilizado en la producción de agua caliente.

V_V = Calor útil utilizado en la producción de vapor saturado.

Rendimiento para la producción separada de calor (RefH):

El valor de referencia de la eficiencia (RefH) para la producción separada de calor de agua caliente y vapor con combustible gas natural es del 90%.

Rendimiento Eléctrico Equivalente

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{RefH}} = \frac{1.733.795}{4.354.599 - \frac{1.437.632}{0,9}} = 62,88\%$$

El valor es superior al 49,5% que es el mínimo exigido en el anexo I del Real Decreto 661/2007 para instalaciones que usan gas natural como combustible en motores térmicos.

1.9 Balance económico del sistema de cogeneración

En este apartado se va a realizar el balance económico del sistema que se va a implantar, se tendrán en cuenta los gastos de combustible, las ganancias de la venta de la electricidad generada, etc. y se sabrá en cuántos años se podrá amortizar la instalación.

Datos de partida	Parámetros
Calor máximo recuperable en los gases de escape	100%
Calor máximo recuperable en la refrigeración del motor	100%
Rendimiento de la instalación de generación térmica convencional	80%
Meses trabajados al año	12 meses
Meses trabajados al año con cogeneración	11 meses
Horas de trabajo diarias	16 horas/día
Días de trabajo semanal con cogeneración	5 días/semana
Horas de trabajo al año	3.689 horas/año
Horas de trabajo al año en punta	3.689 horas/año
Horas de trabajo al año en valle	0 horas/año
Disponibilidad de la cogeneración	94%
Sobreconsumo de gas natural cogeneración	5%
Consumo servicios auxiliares de cogeneración	5%
Precio de venta de la energía eléctrica	0,1690 €/kWh
Precio de venta con DH PUNTA (+37%)	0,2315 €/kWh
Precio de venta con DH VALLE (-36%)	0,1081 €/kWh
Precio de gas natural del motor	0,0400 €/kWh
Precio de la energía térmica recuperada	0,0400 €/kWh
Precio total del mantenimiento	0,0961 €/kWh
Precio total de la energía eléctrica vendida	0,2497 €/kWh
Total inversión de la instalación	843.570,86 €

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Venta energía eléctrica	36.098	29.450	36.098	33.807	36.098	33.807	36.098	0	33.807	36.098	33.807	36.098	381.266
Complemento por eficiencia	2.303	1.879	2.303	2.157	2.303	2.157	2.303	0	2.157	2.303	2.157	2.303	24.328
Complemento por reactiva	543	443	543	508	543	508	543	0	508	543	508	543	5.733
Coste gas cogeneración	18.324	14.949	18.324	17.161	18.324	17.161	18.324	0	17.161	18.324	17.161	18.324	193.538
Energía térmica recuperada	6.806	5.552	6.806	6.374	6.806	6.374	6.806	0	6.374	6.806	6.374	6.806	71.882
Energía apoyo convencional	8.936	9.396	6.941	5.967	4.583	4.859	4.331	10.124	4.156	5.231	6.761	8.052	79.338
Mantenimiento	1.578	1.287	1.578	1.477	1.578	1.477	1.578	0	1.477	1.578	1.477	1.578	16.662
Impuesto eléctrico	2.527	2.061	2.527	2.366	2.527	2.366	2.527	0	2.366	2.527	2.366	2.527	26.689
Impuesto al gas natural	965	787	965	904	965	904	965	0	904	965	904	965	10.190
Ahorro económico total	22.357	18.239	22.357	20.938	22.357	20.938	22.357	0	20.938	22.357	20.938	22.357	236.132

Unidades: €

En la tabla anterior podemos ver resumido los gastos e ingresos que genera la instalación. Se puede ver que el ahorro mensual medio es de unos 20.000€ menos en agosto, debido a que se ha decidido que la instalación de cogeneración no va a funcionar durante dicho mes.

Para calcular el ahorro económico se suman los ingresos y se restan los gastos:

Ahorro económico total = Venta energía eléctrica + Complemento por eficiencia + Complemento por reactiva - Coste gas cogeneración + Energía térmica recuperada - Energía apoyo convencional - Mantenimiento - Impuesto eléctrico - Impuesto al gas natural

Si se divide el coste total de la instalación por el ahorro económico total se obtiene el tiempo de amortización de la instalación:

$$\text{Amortización} = \frac{\text{Coste de la instalación}}{\text{Ahorro económico total}} = \frac{843.570,86 \text{ €}}{236.132 \text{ €/año}} = \mathbf{3,57 \text{ años}}$$

1.10 Resumen del presupuesto

Nº orden	Descripción del capítulo	Importe
01	Grupo de cogeneración	378.850 €
02	Centro de seccionamiento	38.696,35 €
03	Alta y baja tensión	67.550,51 €
04	Instalación de gas natural	3.699,90 €
05	Instalación mecánica y recuperación de agua	20.109 €
06	Acumulador de agua caliente	18.900 €
07	Caldera de recuperación	90.700 €
08	Obra civil	11.024,73 €
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		629.530,49 €
	Beneficio industrial 13%	81.838,96 €
	I.V.A 21%	132.201,40 €
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA		843.570,86 €

El presupuesto total asciende a la cantidad de OCHOCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SETENTA EUROS Y OCHENTA Y CINCO CÉNTIMOS.

1.11 Bibliografía

1.11.1 Libros

- Sala Lizarraga, Jose María. *Cogeneración. Aspectos termodinámicos, tecnológicos y económicos*. Bilbao: Servicio editorial de la Universidad del País Vasco, Euskal Herriko Unibertsitateko Argitarapen zerbitzua, 1994. 2ª edición.
- García Garrido, Santiago; Fraile Chico, Diego y Fraile Martín, Javier. *Motores alternativos de gas. Motores térmicos para generación eléctrica*. IDAE, Madrid 2010.

1.11.2 Páginas web

- <http://www.aemet.es/es/serviciosclimaticos/datosclimatologicos/valoresclimatologicos?l=9263D&k=nav> [Consulta: 7 octubre 2012]
- <http://www.cogeneracion.renovetec.com/cogeneraciontiposplantas.html> [Consulta: 10 octubre 2012]
- http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_544_tecnologias_de_cogen [Consulta: 10 octubre 2012]
- <http://www.atmosferis.com/2012/01/cogeneracion-con-turbina-de-vapor.html> [Consulta: 15 octubre 2012]
- <http://www.guascor.com/> [Consulta: 15 diciembre 2012]
- <http://es.wikipedia.org/wiki/Cogeneraci%C3%B3n> [Consulta: 8 octubre 2012]
- http://www.conuee.gob.mx/wb/CONAE/CONA_764_historia_de_la_cogen [Consulta: 18 octubre 2012]
- <http://www.cogenspain.org/index.php/Que-es/que-es-cogeneracion.html> [Consulta: 8 octubre 2012]

1.11.3 Publicaciones periódicas

- Boletín oficial de estado

1.11.4 Apuntes de la carrera

- Aguas, Juan José. *Ingeniería termodinámica*.
- Sorbet, Patxi. *Máquinas térmicas*.
- Oderiz, Jorge. *Oficina técnica*.

1.11.5 Programas de ordenador

- Microsoft Word 2010
- Microsoft Excel 2010
- Autodesk, AutoCAD 2012



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

Título del proyecto:

SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN UNA LAVANDERÍA
INDUSTRIAL

Documento nº 2: Cálculos

Alumna: Haizea Ortega Leoz

Tutor: Juan José Aguas Alcalde

Pamplona, Febrero de 2013

Índice

2.	Cálculos	3
2.1.1	Necesidades térmicas	3
2.1.2	Balance energético	5
2.1.2.1	Motor GUASCOR 500 kW	8
2.1.2.2	Motor GUASCOR 1.000 kW	13
2.1.3	Tarifa venta electricidad	18
2.1.3.1	Tarifa eléctrica	18
2.1.3.2	Rendimiento eléctrico equivalente	19
2.1.3.3	Complemento por eficiencia.....	20
2.1.3.1	Complemento por energía reactiva.....	21
2.1.3.2	Impuesto eléctrico	21
2.1.3.3	Impuesto al gas natural (céntimo verde)	21
2.1.4	Balance económico	22
2.1.4.1	Motor GUASCOR 500 kW	22
2.1.4.2	Motor GUASCOR 1.000 kW	25

2. Cálculos

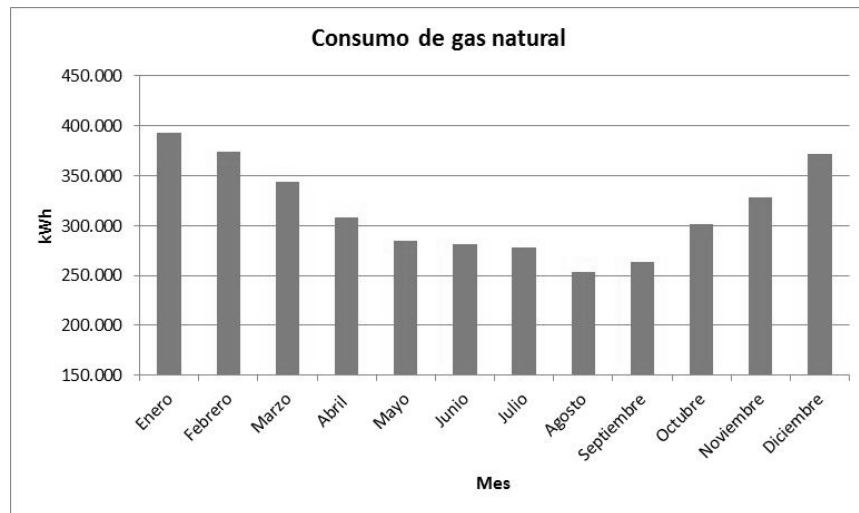
2.1.1 Necesidades térmicas

La empresa estudiada, que es una lavandería industrial, necesita para su proceso productivo un elevado consumo de energía térmica dentro de su proceso de lavado y acondicionado de ropa.

El combustible actualmente empleado es gas natural y es utilizado principalmente en la generación de vapor.

En la siguiente tabla se puede observar el consumo de gas natural para la producción de vapor en kWh/mes a lo largo del año 2011 y teniendo en cuenta un rendimiento del 80 % para la caldera de vapor obtenemos la cantidad de energía requerida mensualmente para la producción de vapor y agua caliente:

Mes	Consumo de gas natural (kWh)	Energía consumida (kWh)	Calor proceso (vapor) (kWh)	Calor agua caliente (kWh)
Enero	393.550	314.840	157.420	157.420
Febrero	373.710	298.968	148.484	148.484
Marzo	343.670	274.936	137.468	137.468
Abril	308.510	246.808	123.404	123.404
Mayo	284.720	227.776	113.888	113.888
Junio	280.830	224.664	112.332	112.332
Julio	278.410	222.728	111.364	111.364
Agosto	253.110	202.488	101.244	101.244
Septiembre	263.250	210.600	105.300	105.300
Octubre	300.930	240.744	120.372	120.372
Noviembre	328.370	262.696	131.348	131.348
Diciembre	371.440	297.152	148.576	148.576
Total	3.780.500	3.024.400	1.512.200	1.512.200



Analizando la demanda de energía térmica durante el año se observa que la demanda es mayor en los meses de invierno que en los meses de verano, siendo enero el mes con mayor consumo, con un total de 393.550 kWh y agosto es el mes con menor consumo, con un total de 253.110 kWh.

En los meses calurosos el consumo de gas natural en la lavandería es menor que en los meses fríos, porque la temperatura y la humedad es menor y se necesita menos energía para las actividades realizadas en la lavandería como el secado, el planchado, etc.

Con esta información se procederá a hacer un estudio en el que se analizará la viabilidad de implantar una instalación de cogeneración.

2.1.2 Balance energético

Se van a comparar dos motores, uno de 500kW de potencia y otro de 1.000kW de potencia. En este apartado se van estudiar los consumos, rendimientos, etc.

Los dos motores van a trabajar en las mismas condiciones, que van a ser las que se indican a continuación:

Datos de partida

Datos de partida	Parámetros
Días de trabajo semanal con cogeneración	5 días/semana
Horas de trabajo diarias	16 horas/día
Horario de trabajo (dos turnos)	6:00 – 16:00 16:00 – 22:00
Horario de la instalación de cogeneración	8:00 – 22:00
Rendimiento de la instalación de generación térmica convencional	80%
Disponibilidad de la cogeneración	94%
Sobreconsumo de gas natural cogeneración	5%
Consumo servicios auxiliares de cogeneración	5%
Agua caliente-vapor (RefH)	90%
Calor máximo recuperable en los gases de escape	100%
Calor máximo recuperable en la refrigeración del motor	100%
Energía térmica sustituible por vapor (Horas de demanda energética con cogeneración)	87,5%
Energía térmica sustituible por agua caliente (Horas de demanda energética con cogeneración)	87,5%
Energía recuperable (Horas trabajadas con cogeneración con demanda de calor)	87,5%

Horas de funcionamiento

El mes de agosto es período valle, como se verá en el apartado 2.1.3.1 el precio de la electricidad vendida varía según el período. El precio del período valle es menor por lo que se van a estudiar dos opciones, la primera que la planta de cogeneración funcione en el mes de agosto y la segunda opción es que la planta de cogeneración no esté en funcionamiento el mes de agosto.

Opción 1

Mes	P1-P5 (punta)	P6 (valle)	Total
Enero	349	0	349
Febrero	285	0	285
Marzo	349	0	349
Abril	327	0	327
Mayo	349	0	349
Junio	327	0	327
Julio	349	0	349
Agosto	0	349	349
Septiembre	327	0	327
Octubre	349	0	349
Noviembre	327	0	327
Diciembre	349	0	349
Total	3.689	349	4.038

Nota: Los datos de las horas están redondeados.

Opción 2

Mes	P1-P5 (punta)	P6 (valle)	Total
Enero	349	0	349
Febrero	285	0	285
Marzo	349	0	349
Abril	327	0	327
Mayo	349	0	349
Junio	327	0	327
Julio	349	0	349
Agosto	0	0	0
Septiembre	327	0	327
Octubre	349	0	349
Noviembre	327	0	327
Diciembre	349	0	349
Total	3.689	0	3.689

2.1.2.1 Motor GUASCOR 500 kW

Datos de motor base	Unidad	Parámetros
Potencia eléctrica	kW	500
Consumo de gas	kW	1.196
Temperatura de gases de escape del motor	°C	460
Temperatura de gases de escape a la salida de la caldera	°C	140
Caudal de gases de escape	kg/h	2.280
Calor específico de los gases de escape	kcal/kg·K	0,265
Calor de los gases de escape	kW	225
Calor circuito de agua alta temperatura	kW	249
Calor circuito de agua baja temperatura	kW	82
Calor recuperable del circuito agua del motor	kW	331
Calor recuperable total	kW	474
Rendimiento eléctrico	%	41,8

Opción 1

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Necesidades energéticas	314.840	298.968	274.936	246.808	227.776	224.664	222.728	202.488	210.600	240.744	262.696	297.152	3.024.400
Calor proceso (vapor) 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor agua caliente 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Necesidades energéticas no sustituibles	55.884	53.067	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	35.942	37.382	42.732	46.629	52.744	536.831
Necesidades energéticas sustituibles vapor	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785
Calor Generable cogeneración vapor	64.584	52.689	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	746.715
Calor recuperado cogeneración vapor	64.584	52.689	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	746.715
Necesidades energéticas sustituibles agua caliente	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785

Calor generable cogeneración agua caliente	71.531	58.356	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	827.032
Calor recuperado cogeneración agua caliente	71.531	58.356	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	827.032
Calor recuperado total (V)	136.115	111.045	136.115	127.475	136.115	127.475	136.115	136.115	127.475	136.115	127.475	136.115	1.573.747
Calor apoyo convencional	178.725	187.923	138.821	119.333	91.661	97.189	86.613	66.373	83.125	104.629	135.221	161.037	1.450.653
Energía eléctrica producida (E)	164.155	133.921	164.155	153.735	164.155	153.735	164.155	164.155	153.735	164.155	153.735	164.155	1.897.950
Energía eléctrica vendida	155.948	127.225	155.948	146.049	155.948	146.049	155.948	155.948	146.049	155.948	146.049	155.948	1.803.053
Consumo de gas natural cogeneración (Q)	412.293	336.355	412.293	386.122	412.293	386.122	412.293	412.293	386.122	412.293	386.122	412.293	4.766.891

Unidades: kWh

Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación: **62,88%** (Cumple)

Opción 2

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Necesidades energéticas	314.840	298.968	274.936	246.808	227.776	224.664	222.728	202.488	210.600	240.744	262.696	297.152	3.024.400
Calor proceso (vapor) 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor agua caliente 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Necesidades energéticas no sustituibles	55.884	53.067	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	35.942	37.382	42.732	46.629	52.744	536.831
Necesidades energéticas sustituibles vapor	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785
Calor Generable cogeneración vapor	64.584	52.689	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	0	60.485	64.584	60.485	64.584	682.131
Calor recuperado cogeneración vapor	64.584	52.689	64.584	60.485	64.584	60.485	64.584	0	60.485	64.584	60.485	64.584	682.131
Necesidades energéticas sustituibles agua caliente	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785

Calor generable cogeneración agua caliente	71.531	58.356	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	0	66.990	71.531	66.990	71.531	755.501
Calor recuperado cogeneración agua caliente	71.531	58.356	71.531	66.990	71.531	66.990	71.531	0	66.990	71.531	66.990	71.531	755.501
Calor recuperado total (V)	136.115	111.045	136.115	127.475	136.115	127.475	136.115	0	127.475	136.115	127.475	136.115	1.437.632
Calor apoyo convencional	178.725	187.923	138.821	119.333	91.661	97.189	86.613	202.488	83.125	104.629	135.221	161.037	1.586.768
Energía eléctrica producida (E)	164.155	133.921	164.155	153.735	164.155	153.735	164.155	0	153.735	164.155	153.735	164.155	1.733.795
Energía eléctrica vendida	155.948	127.225	155.948	146.049	155.948	146.049	155.948	0	146.049	155.948	146.049	155.948	1.647.105
Consumo de gas natural cogeneración (Q)	412.293	336.355	412.293	386.122	412.293	386.122	412.293	0	386.122	412.293	386.122	412.293	4.354.599

Unidades: kWh

Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación: **62,88%** (Cumple)

2.1.2.2 Motor GUASCOR 1.000 kW

Datos de motor base	Unidad	Parámetros
Potencia eléctrica	kW	1000
Consumo de gas	kW	2.409
Temperatura de gases de escape del motor	°C	419
Temperatura de gases de escape a la salida de la caldera	°C	140
Caudal de gases de escape	kg/h	5.180
Calor específico de los gases de escape	kcal/kg·K	0,265
Calor de los gases de escape	kW	445
Calor circuito de agua alta T ^a	kW	491
Calor circuito de agua baja T ^a	kW	182
Calor recuperable del circuito agua del motor	kW	673
Calor recuperable total	kW	936
Rendimiento eléctrico	%	41,5

Opción 1

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Necesidades energéticas	314.840	298.968	274.936	246.808	227.776	224.664	222.728	202.488	210.600	240.744	262.696	297.152	3.024.400
Calor proceso (vapor) 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor agua caliente 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Necesidades energéticas no sustituibles	55.884	53.067	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	35.942	37.382	42.732	46.629	52.744	536.831
Necesidades energéticas sustituibles vapor	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785
Calor Generable cogeneración vapor	127.931	104.368	127.931	119.810	127.931	119.810	127.931	127.931	119.810	127.931	119.810	127.931	1.479.123
Calor recuperado cogeneración vapor	127.931	104.368	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.223.654
Necesidades energéticas sustituibles agua caliente	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785

Calor generable cogeneración agua caliente	141.050	115.071	141.050	132.097	141.050	132.097	141.050	141.051	132.097	141.050	132.097	141.050	1.630.814
Calor recuperado cogeneración agua caliente	129.478	115.071	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.235.905
Calor recuperado total (V)	257.409	219.439	226.135	203.000	187.346	184.786	183.194	166.546	173.219	198.012	216.067	244.408	2.459.560
Calor apoyo convencional	57.431	79.529	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	35.942	37.382	42.732	46.629	52.744	564.840
Energía eléctrica producida (E)	328.311	267.841	328.311	307.471	328.311	307.471	328.311	328.311	307.471	328.311	307.471	328.311	3.795.900
Energía eléctrica vendida	311.895	254.449	311.895	292.097	311.895	292.097	311.895	311.895	292.097	311.895	292.097	311.895	3.606.105
Consumo de gas natural cogeneración (Q)	830.445	677.491	830.445	777.732	830.445	777.732	830.445	830.446	777.732	830.445	777.732	830.445	9.601.539

Unidades: kWh

Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación: **55,26%** (Cumple)

Opción 2

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Necesidades energéticas	314.840	298.968	274.936	246.808	227.776	224.664	222.728	202.488	210.600	240.744	262.696	297.152	3.024.400
Calor proceso (vapor) 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Calor agua caliente 50%	157.420	149.484	137.468	123.404	113.888	112.332	111.364	101.244	105.300	120.372	131.348	148.576	1.512.200
Necesidades energéticas no sustituibles	55.884	53.067	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	35.942	37.382	42.732	46.629	52.744	536.831
Necesidades energéticas sustituibles vapor	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785
Calor Generable cogeneración vapor	127.931	104.368	127.931	119.810	127.931	119.810	127.931	0	119.810	127.931	119.810	127.931	1.351.192
Calor recuperado cogeneración vapor	127.931	104.368	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	0	86.609	99.006	108.034	122.204	1.140.381
Necesidades energéticas sustituibles agua caliente	129.478	122.951	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	83.273	86.609	99.006	108.034	122.204	1.243.785

Calor generable cogeneración agua caliente	141.050	115.071	141.050	132.097	141.050	132.097	141.050	0	132.097	141.050	132.097	141.050	1.489.763
Calor recuperado cogeneración agua caliente	129.478	115.071	113.067	101.500	93.673	92.393	91.597	0	86.609	99.006	108.034	122.204	1.152.632
Calor recuperado total (V)	257.409	219.439	226.135	203.000	187.346	184.786	183.194	0	173.219	198.012	216.067	244.408	2.293.013
Calor apoyo convencional	57.431	79.529	48.801	43.808	40.430	39.878	39.534	202.488	37.382	42.732	46.629	52.744	731.387
Energía eléctrica producida (E)	328.311	267.841	328.311	307.471	328.311	307.471	328.311	0	307.471	328.311	307.471	328.311	3.467.589
Energía eléctrica vendida	311.895	254.449	311.895	292.097	311.895	292.097	311.895	0	292.097	311.895	292.097	311.895	3.294.210
Consumo de gas natural cogeneración (Q)	830.445	677.491	830.445	777.732	830.445	777.732	830.445	0	777.732	830.445	777.732	830.445	8.771.094

Unidades: kWh

Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación: **55,72%** (Cumple)

2.1.3 Tarifa venta electricidad

Para poder calcular la tarifa eléctrica a la que se va a vender la electricidad producida, se necesitan los siguientes parámetros:

- Tarifa eléctrica.
- Rendimiento eléctrico equivalente.
- Complemento por eficiencia.
- Complemento por energía reactiva.

2.1.3.1 Tarifa eléctrica

Clasifica a las instalaciones de cogeneración que utilizan como combustible gas natural en el subgrupo a.1.1 estableciéndose unas tarifas de venta de la energía eléctrica en función de la potencia total instalada que se indica a continuación. Estos precios se actualizan periódicamente, principalmente en función del precio del gas natural. Se presentan a continuación los precios de la última actualización, que son aplicables a partir del 1 de abril de 2012:

Potencia	Tarifa regulada (cent€/ kWh)
$P \leq 0,5 \text{ MW}$	16,8961
$0,5 < P \leq 1 \text{ MW}$	13,8647
$1 < P \leq 10 \text{ MW}$	11,2404
$10 < P \leq 25 \text{ MW}$	10,7089
$25 < P \leq 50 \text{ MW}$	10,2309

Como el motor elegido es de 0,5 MW el valor correspondiente es: 16,8961 cent€/kWh.

Según el artículo 26 del RD 661/2007, las instalaciones podrán acogerse al régimen de funcionamiento de discriminación horaria en dos períodos, Punta y Valle.

En la publicación del Real Decreto 1578/2008, en la Disposición final primera, se modifican los apartados 1 y 2 del artículo 26 del Real Decreto 661/2007. Esta modificación consiste en:

- La modificación de los períodos de discriminación horaria, cuya distribución horaria es la indicada en el Anexo II de la Orden ITC/2794/2007.
- La tarifa regulada a percibir en este caso, se calculará como el producto de la tarifa que le corresponda por su grupo, subgrupo, antigüedad y rango de potencia multiplicada, para el período punta por 1,37 y para el período valle por 0,64.

Por esto los precios de venta en valle y en punta son:

	$P \leq 0,5 \text{ MW}$	$0,5 < P \leq 1 \text{ MW}$
Precio venta con DH PUNTA (+37%)	23,1477 cent€/kWh	18,9946 cent€/kWh
Precio venta con DH VALLE (-36%)	10,8135 cent€/kWh	8,8734 cent€/kWh

2.1.3.2 Rendimiento eléctrico equivalente

Para poder acogerse a los requisitos establecidos en el R.D 661/2007 es condición necesaria garantizar el cumplimiento del Rendimiento Eléctrico Equivalente establecido en el Anexo I de dicho Real Decreto y establecido en el 55% para instalaciones que utilizan Gas Natural y G.L.P. en motores térmicos. Dicho Rendimiento eléctrico Equivalente se reduce al 49,5% para instalaciones menores o iguales a 1 MW.

El Rendimiento Eléctrico Equivalente viene dado por la expresión:

$$REE = \frac{E}{Q - \frac{V}{RefH}}$$

Donde:

- E: Energía eléctrica generada en bornes del alternador (kWh).
- Q: Consumo de energía primaria en Poder Calorífico Inferior (kWh).
- V: Producción de Calor útil (kWh).
- RefH: Rendimiento para la producción separada de calor (establecido=0,9).

Siendo:

Rendimiento eléctrico equivalente				
	GUASCOR 500 kW		GUASCOR 1.000 kW	
	Opción 1	Opción 2	Opción 1	Opción 2
E	1.897.950	1.733.795	3.795.900	3.467.589
Q	4.766.891	4.354.599	9.601.539	8.771.094
V	1.573.747	1.437.632	2.459.560	2.293.014
RefH	0,9		0,9	
REE	62,88 %	62,88 %	55,26 %	55,72 %

2.1.3.3 Complemento por eficiencia

Según el artículo 28 del R.D. 661/2007 y por ser una instalación del régimen especial a la que se le exige el cumplimiento del rendimiento eléctrico equivalente, se percibirá un Complemento por Eficiencia, CpE, aplicable únicamente sobre la energía eléctrica cedida por el sistema a través de la red de distribución y cuya cuantía será determinada de la siguiente forma:

$$CpE = 1,1 \times \left(\frac{1}{REE_{min}} - \frac{1}{REE_i} \right) \times Cn$$

Donde:

- REE_{min}: Rendimiento eléctrico equivalente mínimo exigido según el anexo I del R.D. 661/2007.
- REE_i: Rendimiento eléctrico equivalente de la instalación, calculado según el anexo I del R.D. 661/2007.
- Cn: Coste de la materia prima calculada según la formulación recogida en el artículo 8 de la Orden ITC/1660/2009, publicado durante el primer mes del trimestre natural en el que vaya a ser de aplicación por resolución de la Secretaría de Estado de Energía y de valor 3,1233 cent€/kWh.

Siendo:

Complemento por eficiencia				
	Motor 500 kW		Motor 1.000 kW	
	Opción 1	Opción 2	Opción 1	Opción 2
REE _{min}	49,5%		49,5%	
REE _i	62,88 %	62,88 %	55,26 %	55,72 %
Cn	3,1233		3,1233	
CpE	1,477	1,477	0,7239	0,7747

2.1.3.1 Complemento por energía reactiva

Toda instalación acogida al régimen especial, tal y como indica el artículo 29 del R.D. 661/2007, se recibirá un complemento por energía reactiva por el mantenimiento de unos determinados valores de factor de potencia. Este complemento se fija como un porcentaje del valor de 8,7022 cent€/kWh (valor publicado en el artículo 8 de la Orden ITC/3586/2011, de 30 de diciembre) en función del factor de potencia con el que se entrega la energía eléctrica y aplicado a la energía eléctrica cedida al sistema. Se calcula de la siguiente forma:

Complemento por energía reactiva	
Valor	8,7022 cent€/kWh
Bonificación	4%
CpEr	0,3481 cent€/kWh

Con los anteriores datos se procede a calcular el precio al que se vende la energía eléctrica generada.

Precio total de la energía eléctrica vendida		
Motor 500 kW	Opción 1	0,2391 €/kWh
	Opción 2	0,2497 €/kWh
Motor 1.000 kW	Opción 1	0,1919 €/kWh
	Opción 2	0,2012 €/kWh

2.1.3.2 Impuesto eléctrico

Según la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, artículo II. Habrá que abonar el 7 por ciento del valor de la energía generada.

Para más detalles consultar el apartado 1.4.1.6 del documento nº1.

2.1.3.3 Impuesto al gas natural (céntimo verde)

Según la Ley 15/2012, de 27 de diciembre, de medidas fiscales para la sostenibilidad energética, artículo IV. Habrá que abonar 0.65 euros por GJ o lo que es lo mismo, 0.234 céntimos de € por kWh consumido.

Para más detalles consultar el apartado 1.4.1.7 del documento nº1.

2.1.4 Balance económico

En este apartado se va a analizar la viabilidad económica de la instalación. Del mismo modo que en el balance energético se va a proceder a hacer dos balances, uno del motor de 500 kW y otro del motor de 1.000 kW.

2.1.4.1 Motor GUASCOR 500 kW

Datos de partida		Parámetros
Calor máximo recuperable en los gases de escape		100%
Calor máximo recuperable en la refrigeración del motor		100%
Rendimiento de la instalación de generación térmica convencional		80%
Horas de trabajo diarias		16 horas/día
Días de trabajo semanal con cogeneración		5 días/semana
Horas de trabajo al año	Opción 1	4.038 h/año
	Opción 2	3.689 h/año
Horas de trabajo al año en punta	Opción 1	3.689 h/año
	Opción 2	3.689 h/año
Horas de trabajo al año en valle	Opción 1	349 h/año
	Opción 2	0 h/año
Disponibilidad de la cogeneración		94%
Sobreconsumo de gas natural cogeneración		5%
Consumo servicios auxiliares de cogeneración		5%
Precio de venta de la energía eléctrica		0,1690 €/kWh
Precio de venta con DH PUNTA (+37%)		0,2315 €/kWh
Precio de venta con DH VALLE (-36%)		0,1081 €/kWh
Precio de gas natural del motor		0,0400 €/kWh
Precio de la energía térmica recuperada		0,0400 €/kWh
Precio total del mantenimiento		0,0961 €/kWh
Precio total de la energía eléctrica vendida	Opción 1	0,2394 €/kWh
	Opción 2	0,2391 €/kWh

Opción 1

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Venta energía eléctrica	36.098	29.450	36.098	33.807	36.098	33.807	36.098	16.863	33.807	36.098	33.807	36.098	398.130
Complemento por eficiencia	2.303	1.879	2.303	2.157	2.303	2.157	2.303	2.303	2.157	2.303	2.157	2.303	26.632
Complemento por reactiva	543	443	543	508	543	508	543	543	508	543	508	543	6.276
Coste gas cogeneración	18.324	14.949	18.324	17.161	18.324	17.161	18.324	18.324	17.161	18.324	17.161	18.324	211.862
Energía térmica recuperada	6.806	5.552	6.806	6.374	6.806	6.374	6.806	6.806	6.374	6.806	6.374	6.806	78.687
Energía apoyo convencional	8.936	9.396	6.941	5.967	4.583	4.859	4.331	3.319	4.156	5.231	6.761	8.052	72.533
Mantenimiento	1.578	1.287	1.578	1.477	1.578	1.477	1.578	1.578	1.477	1.578	1.477	1.578	18.239
Impuesto eléctrico	2.527	2.061	2.527	2.366	2.527	2.366	2.527	1.180	2.366	2.527	2.366	2.527	27.869
Impuesto al gas natural	965	787	965	904	965	904	965	965	904	965	904	965	11.155
Ahorro económico total	22.357	18.239	22.357	20.938	22.357	20.938	22.357	4.469	20.938	22.357	20.938	22.357	240.600

Unidades: €

Opción 2

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Venta energía eléctrica	36.098	29.450	36.098	33.807	36.098	33.807	36.098	0	33.807	36.098	33.807	36.098	381.266
Complemento por eficiencia	2.303	1.879	2.303	2.157	2.303	2.157	2.303	0	2.157	2.303	2.157	2.303	24.328
Complemento por reactiva	543	443	543	508	543	508	543	0	508	543	508	543	5.733
Coste gas cogeneración	18.324	14.949	18.324	17.161	18.324	17.161	18.324	0	17.161	18.324	17.161	18.324	193.538
Energía térmica recuperada	6.806	5.552	6.806	6.374	6.806	6.374	6.806	0	6.374	6.806	6.374	6.806	71.882
Energía apoyo convencional	8.936	9.396	6.941	5.967	4.583	4.859	4.331	10.124	4.156	5.231	6.761	8.052	79.338
Mantenimiento	1.578	1.287	1.578	1.477	1.578	1.477	1.578	0	1.477	1.578	1.477	1.578	16.662
Impuesto eléctrico	2.527	2.061	2.527	2.366	2.527	2.366	2.527	0	2.366	2.527	2.366	2.527	26.689
Impuesto al gas natural	965	787	965	904	965	904	965	0	904	965	904	965	10.190
Ahorro económico total	22.357	18.239	22.357	20.938	22.357	20.938	22.357	0	20.938	22.357	20.938	22.357	236.132

Unidades: €

2.1.4.2 Motor GUASCOR 1.000 kW

Datos de partida		Parámetros
Calor máximo recuperable en los gases de escape		100%
Calor máximo recuperable en la refrigeración del motor		100%
Rendimiento de la instalación de generación térmica convencional		80%
Horas de trabajo diarias		16 horas/día
Días de trabajo semanal con cogeneración		5 días/semana
Horas de trabajo al año	Opción 1	4.038 h/año
	Opción 2	3.689 h/año
Horas de trabajo al año en punta	Opción 1	3.689 h/año
	Opción 2	3.689 h/año
Horas de trabajo al año en valle	Opción 1	349 h/año
	Opción 2	0 h/año
Disponibilidad de la cogeneración		94%
Sobreconsumo de gas natural cogeneración		5%
Consumo servicios auxiliares de cogeneración		5%
Precio de venta de la energía eléctrica		0,1386 €/kWh
Precio de venta con DH PUNTA (+37%)		0,1899 €/kWh
Precio de venta con DH VALLE (-36%)		0,0887 €/kWh
Precio de gas natural del motor		0,0400 €/kWh
Precio de la energía térmica recuperada		0,0400 €/kWh
Precio total del mantenimiento		0,00961 €/kWh
Precio total de la energía eléctrica vendida	Opción 1	0,1919€/kWh
	Opción 2	0,2012€/kWh

Opción 1

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Venta energía eléctrica	59.243	48.332	59.243	55.483	59.243	55.483	59.243	27.676	55.483	59.243	55.483	59.243	653.399
Complemento por eficiencia	2.258	1.842	2.258	2.114	2.258	2.114	2.258	2.258	2.114	2.258	2.114	2.258	26.104
Complemento por reactiva	1.086	886	1.086	1.017	1.086	1.017	1.086	1.086	1.017	1.086	1.017	1.086	12.552
Coste gas cogeneración	36.909	30.111	36.909	34.566	36.909	34.566	36.909	36.909	34.566	36.909	34.566	36.909	426.735
Energía térmica recuperada	12.870	10.972	11.307	10.150	9.367	9.239	9.160	8.327	8.661	9.901	10.803	12.220	122.978
Energía apoyo convencional	2.872	3.976	2.440	2.190	2.022	1.994	1.977	1.797	1.869	2.137	2.331	2.637	28.242
Mantenimiento	3.155	2.574	3.155	2.955	3.155	2.955	3.155	3.155	2.955	3.155	2.955	3.155	36.479
Impuesto eléctrico	4.147	3.383	4.147	3.884	4.147	3.884	4.147	1.937	3.884	4.147	3.884	4.147	45.738
Impuesto al gas natural	1.943	1.585	1.943	1.820	1.943	1.820	1.943	1.943	1.820	1.943	1.820	1.943	22.468
Ahorro económico total	29.303	24.378	27.739	25.540	25.800	24.629	25.592	- 4.598	24.051	26.333	26.193	28.653	283.614

Unidades: €

Opción 2

	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre	Total
Venta energía eléctrica	59.243	48.332	59.243	55.483	59.243	55.483	59.243	0	55.483	59.243	55.483	59.243	625.723
Complemento por eficiencia	2.416	1.971	2.416	2.263	2.416	2.263	2.416	0	2.263	2.416	2.263	2.416	25.521
Complemento por reactiva	1.086	886	1.086	1.017	1.086	1.017	1.086	0	1.017	1.086	1.017	1.086	11.467
Coste gas cogeneración	36.909	30.111	36.909	34.566	36.909	34.566	36.909	0	34.566	36.909	34.566	36.909	389.826
Energía térmica recuperada	12.870	10.972	11.307	10.150	9.367	9.239	9.160	0	8.661	9.901	10.803	12.220	114.651
Energía apoyo convencional	2.872	3.976	2.440	2.190	2.022	1.994	1.977	10.124	1.869	2.137	2.331	2.637	36.569
Mantenimiento	3.155	2.574	3.155	2.955	3.155	2.955	3.155	0	2.955	3.155	2.955	3.155	33.324
Impuesto eléctrico	4.147	3.383	4.147	3.884	4.147	3.884	4.147	0	3.884	4.147	3.884	4.147	43.801
Impuesto al gas natural	1.943	1.585	1.943	1.820	1.943	1.820	1.943	0	1.820	1.943	1.820	1.943	20.524
Ahorro económico total	29.462	24.507	27.898	25.688	25.959	24.777	25.751	0	24.199	26.492	26.342	28.812	289.887

Unidades: €



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

Título del proyecto:

SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN UNA LAVANDERÍA
INDUSTRIAL

Documento nº 3: Planos

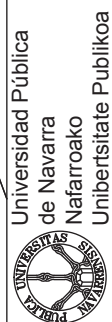
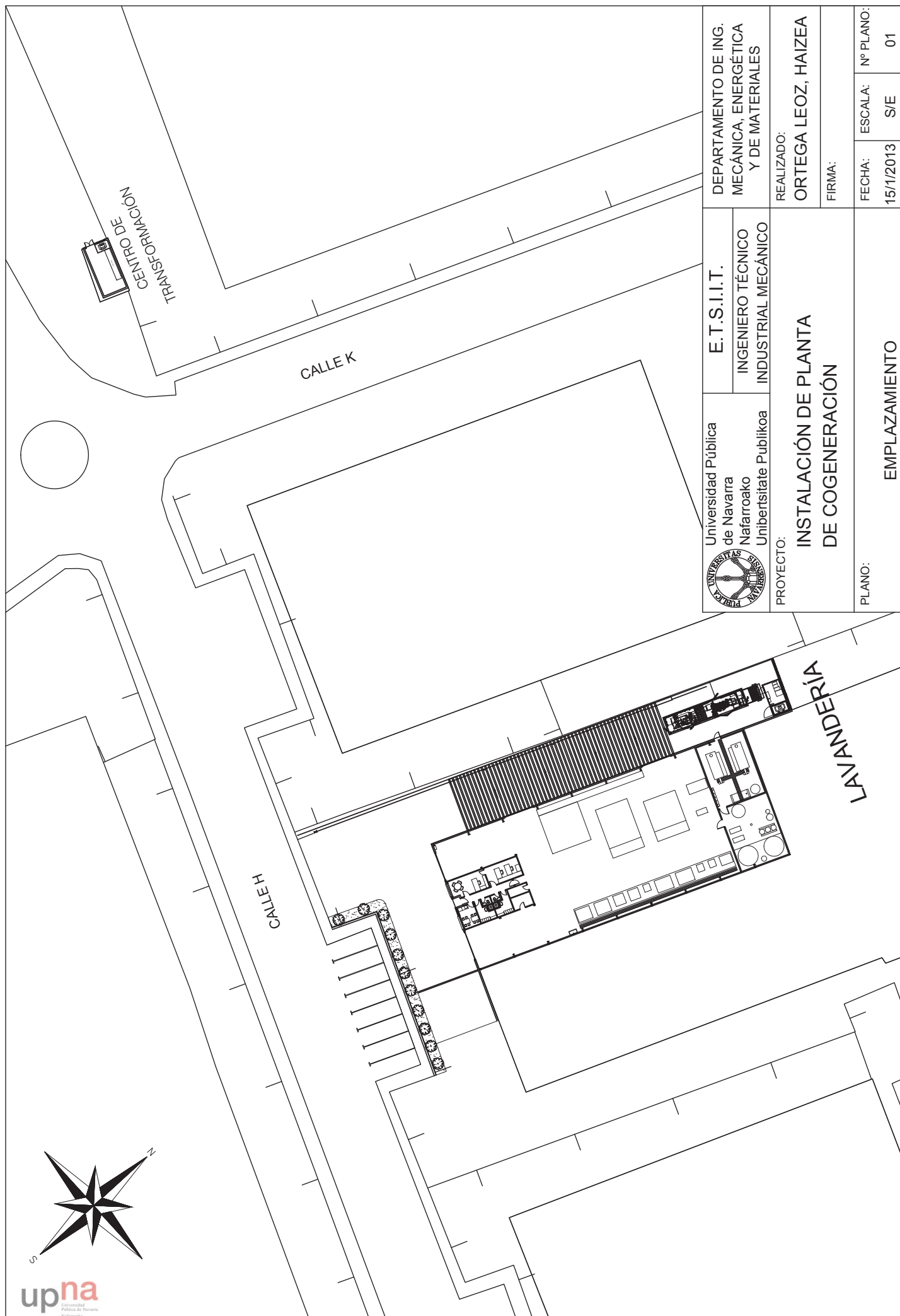
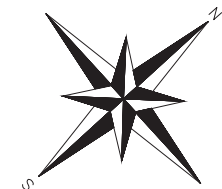
Alumna: Haizea Ortega Leoz

Tutor: Juan José Aguas Alcalde

Pamplona, Febrero de 2013

3. Índice de planos

Número de plano	Nombre del plano
Nº 1	Emplazamiento
Nº 2	Emplazamiento caseta de cogeneración
Nº 3	Caseta de cogeneración
Nº 4	Implantación y canalizaciones eléctricas
Nº 5	Canalización de agua caliente y vapor
Nº 6	Instalación gas natural
Nº 7	Esquema térmico
Nº 8	Esquema unifilar
Nº 9	Elementos de medida y registro de energía



E.T.S.I.I.T.
INGENIERO TÉCNICO
INDUSTRIAL MECÁNICO

DEPARTAMENTO DE ING.
MECÁNICA, ENERGÉTICA
Y DE MATERIALES

PROYECTO:

INSTALACIÓN DE PLANTA
DE COGENERACIÓN

REALIZADO:

ORTEGA LEOZ, HAIZEA

FIRMA:

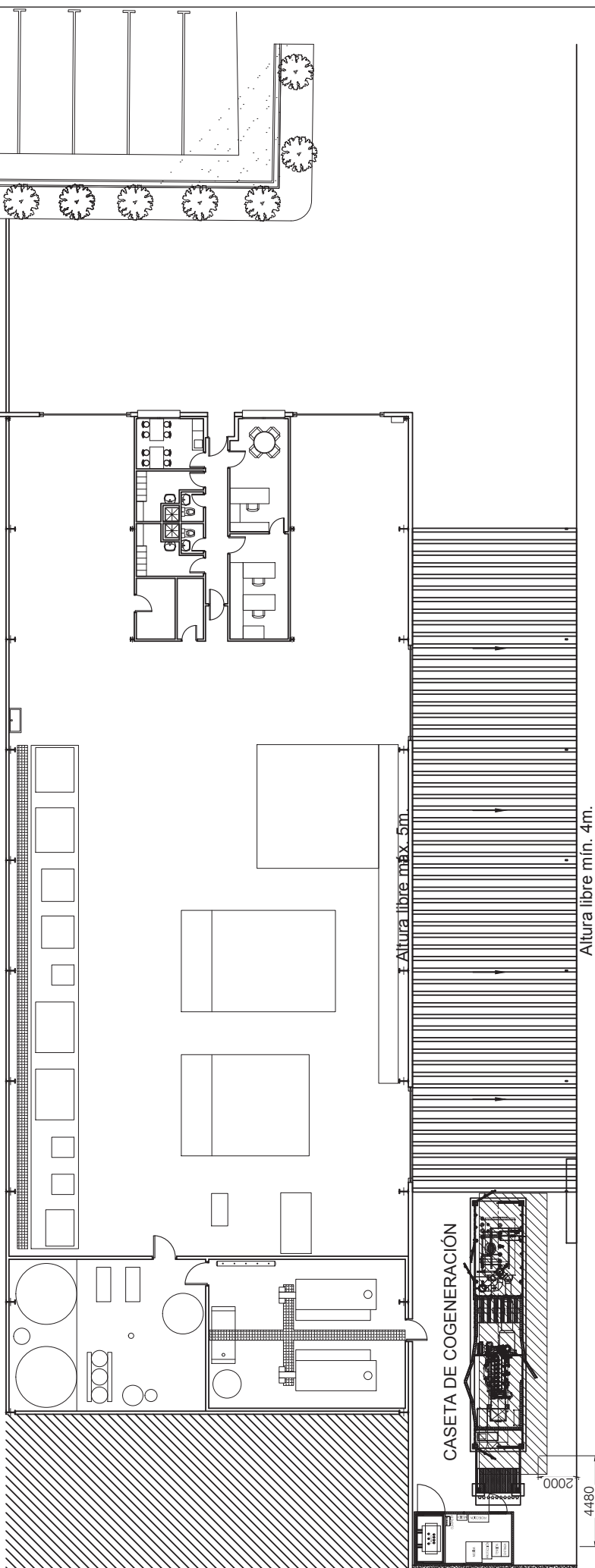
PLANO:


EMPLAZAMIENTO

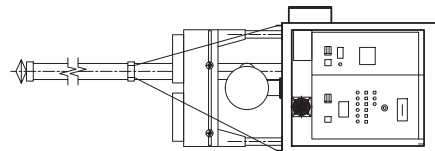
FECHA: 15/1/2013

ESCALA: S/E

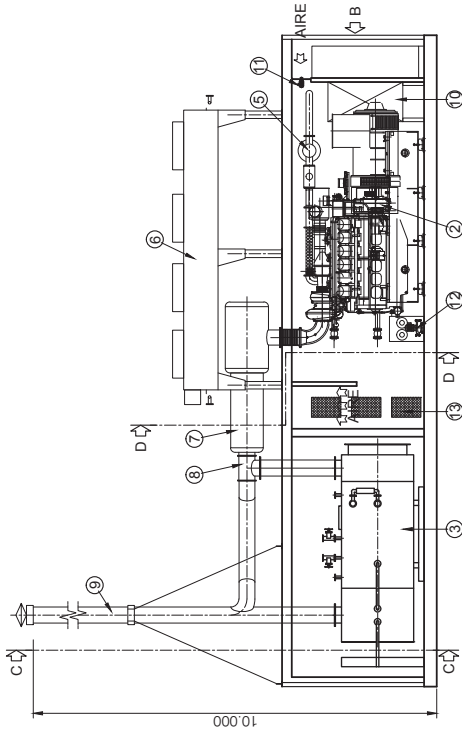
Nº PLANO: 01



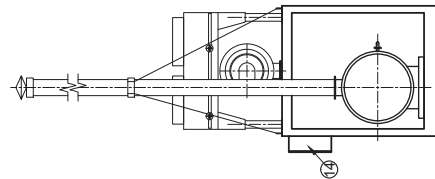
 <div>Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa</div>	E.T.S.I.I.T.		DEPARTAMENTO DE ING. MECÁNICA, ENERGÉTICA Y DE MATERIALES	
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO			
PROYECTO:				
INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN				
			REALIZADO: ORTEGA LEOZ, HAIZEA	
			FIRMA:	
PLANO:				
EMPLAZAMIENTO CASETA DE COGENERACIÓN			FECHA: 16/1/2013	ESCALA: 1/200
			Nº PLANO: 02	



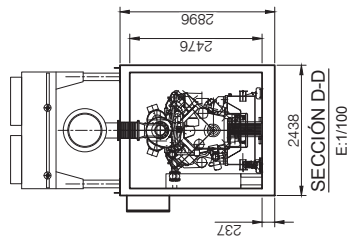
ALZADO POR B
E:1/100



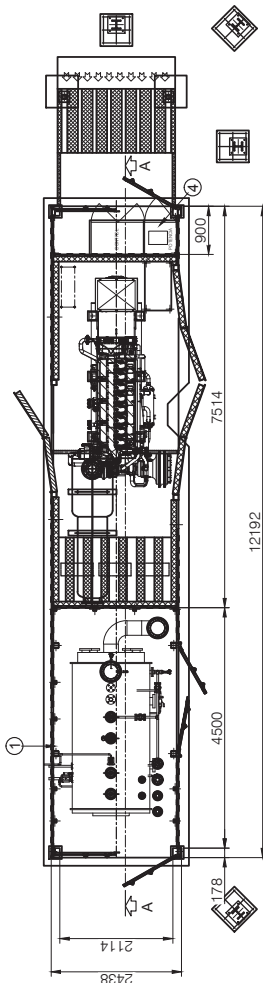
SECCIÓN A-A
E:1/100



SECCIÓN C-C
E:1/100



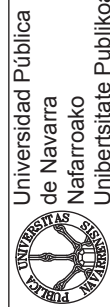
SECCIÓN D-D
E:1/100



PLANTA CASETA
E:1/100

LEYENDA:

- | | |
|---|--|
| ① CONTENEDOR INSONORIZADO 55dB (A) 10m. | ⑧ VÁLVULA BY-PASS GASES DE ESCAPE |
| ② GRUPO ELECTROGENO GUASCOOR SFGD 360 R/40 | ⑨ CHIMENEA |
| ③ CALDERA RECUPERACIÓN GASES / VAPOR SATURADO | ⑩ DEPÓSITO ACEITE 300 l. |
| ④ ARMARIO DE POTENCIA Y CONTROL | ⑪ VENTILACIÓN E INSONORIZACIÓN |
| ⑤ RAMPA GAS MOTOR | ⑫ BOMBA AGUA E INTERCAMBIADOR DE PLACAS CIRCUITO PRINCIPAL |
| ⑥ AERO - REFRIGERADOR | ⑬ REJILLA DE VENTILACIÓN |
| ⑦ SILENCIOSO ESCAPE 30dB | ⑭ SALIDA DE POTENCIA ELÉCTRICA |



E.T.S.I.I.T.
INGENIERO TÉCNICO
INDUSTRIAL MECÁNICO

DEPARTAMENTO DE ING.
MECÁNICA, ENERGÉTICA
Y DE MATERIALES

PROYECTO:

INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN

REALIZADO:

ORTEGA LEOZ, HAIZEA

FIRMA:

PLANO:

CASETA DE COGENERACIÓN

FECHA:

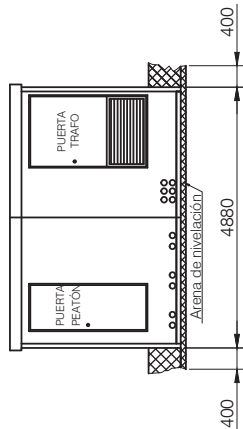
16/1/2013

ESCALA:

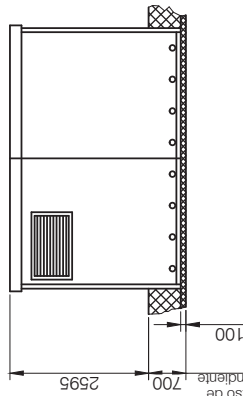
1/100

Nº PLANO:

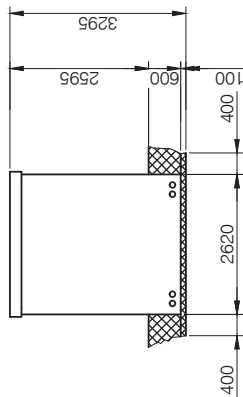
03



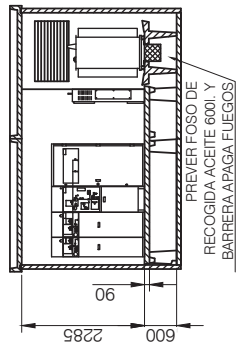
ALZADO FRONTAL
E=1/100



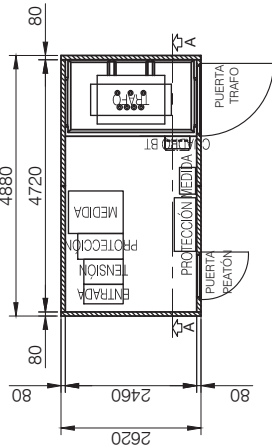
VISTA POSTERIOR
E=1/100



LATERAL
E=1/100

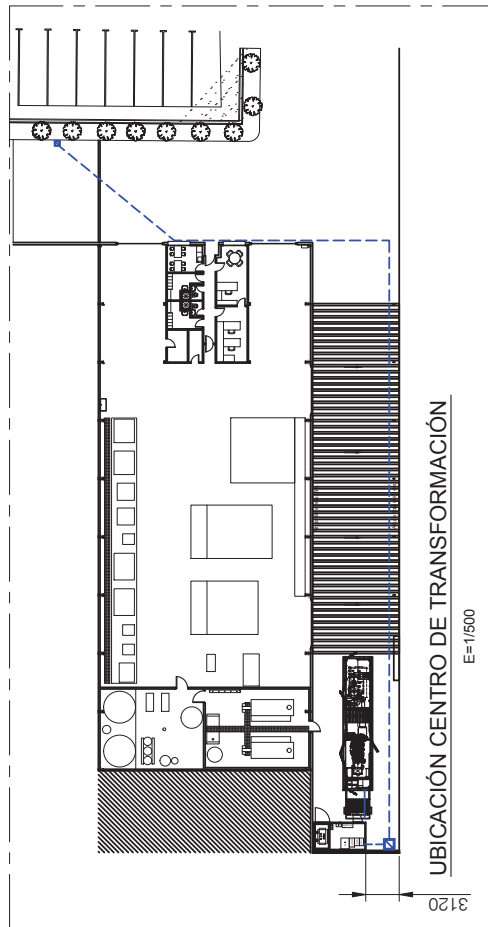


SECCIÓN A-A
E=1/100



PLANTA CENTRO DE DISTRIBUCIÓN
E=1/100


DIMENSIONES DE LA EXCAVACIÓN
5,68 m. ancho x 3,42 m. fondo x 0,70 m. profund.

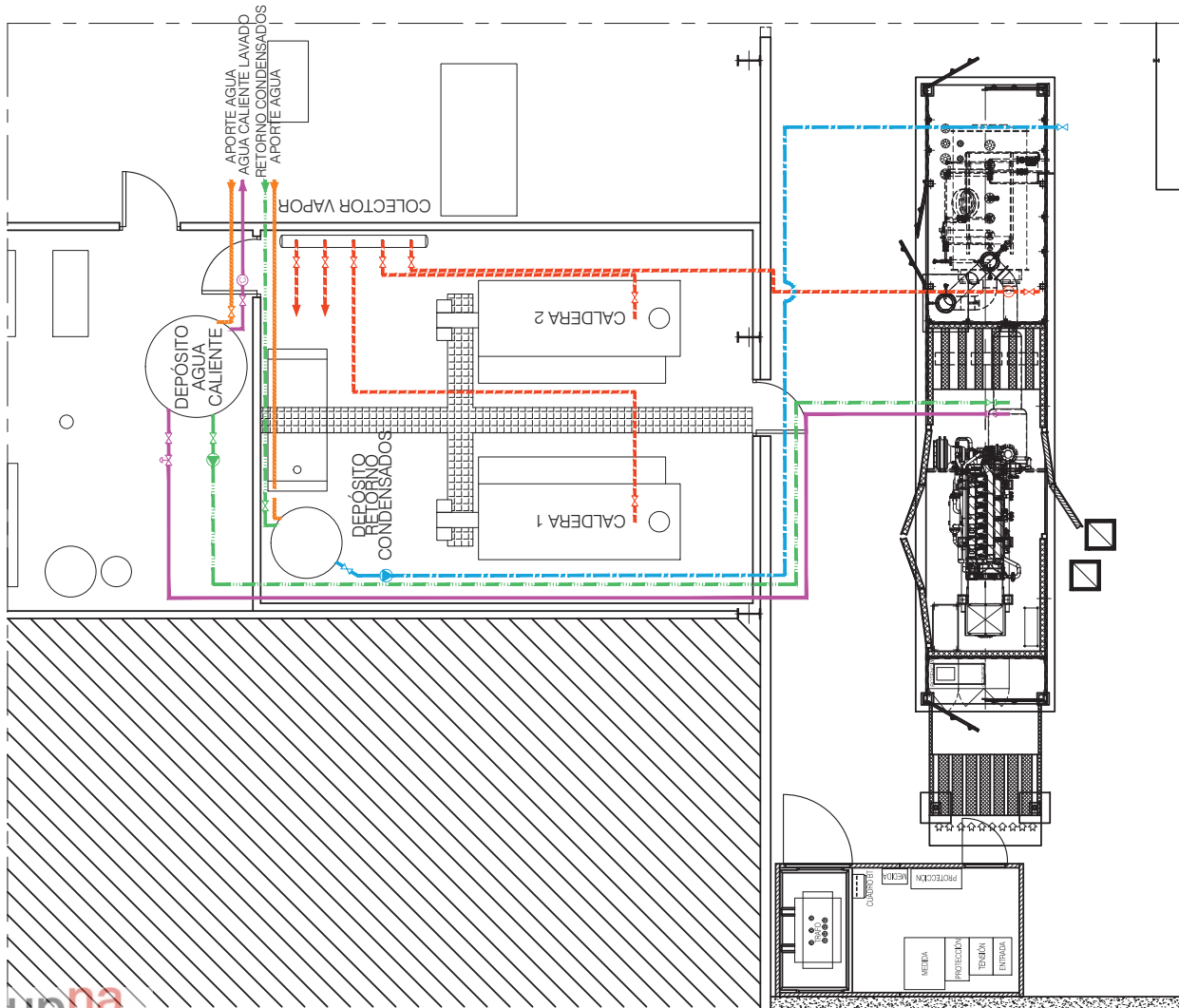


UBICACIÓN CENTRO DE TRANSFORMACIÓN
E=1/500

LEYENDA CANALIZACIONES:

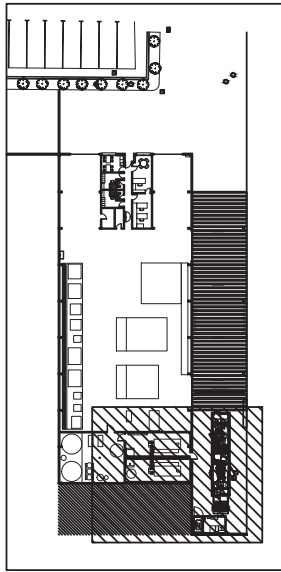
- LÍNEA SUBTERRANEA ALTA TENSIÓN
- LÍNEA SUBTERRANEA BAJA TENSIÓN
- ARQUETA ALTA TENSIÓN

	Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO DE ING. MECÁNICA, ENERGÉTICA Y DE MATERIALES			
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO					
PROYECTO:		REALIZADO:				
INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN		ORTEGA LEOZ, HAIZEA				
		FIRMA:				
PLANO:		FECHA:	ESCALA:	Nº PLANO:		
IMPLANTACIÓN Y CANALIZACIONES ELÉCTRICAS		16/1/2013	1/500 1/100	04		



LEYENDA:

- VAPOR SATURADO DN50 PN16
- AGUA APORTE CALDERA RECUPERACIÓN DN25 PN10
- CIRCUITO IDA AGUA ALTA TEMPERATURA DN100 PN10
- CIRCUITO RETORNO AGUA ALTA TEMPERATURA DN100 PN10
- APORTE AGUA



E.T.S.I.I.T.
INGENIERO TÉCNICO
INDUSTRIAL MECÁNICO

DEPARTAMENTO DE ING.
MECÁNICA, ENERGÉTICA
Y DE MATERIALES

PROYECTO:

INSTALACIÓN DE PLANTA
DE COGENERACIÓN

REALIZADO:

ORTEGA LEOZ, HAIZEA

FIRMA:

PLANO:

CANALIZACIÓN DE AGUA CALIENTE Y VAPOR

FECHA:

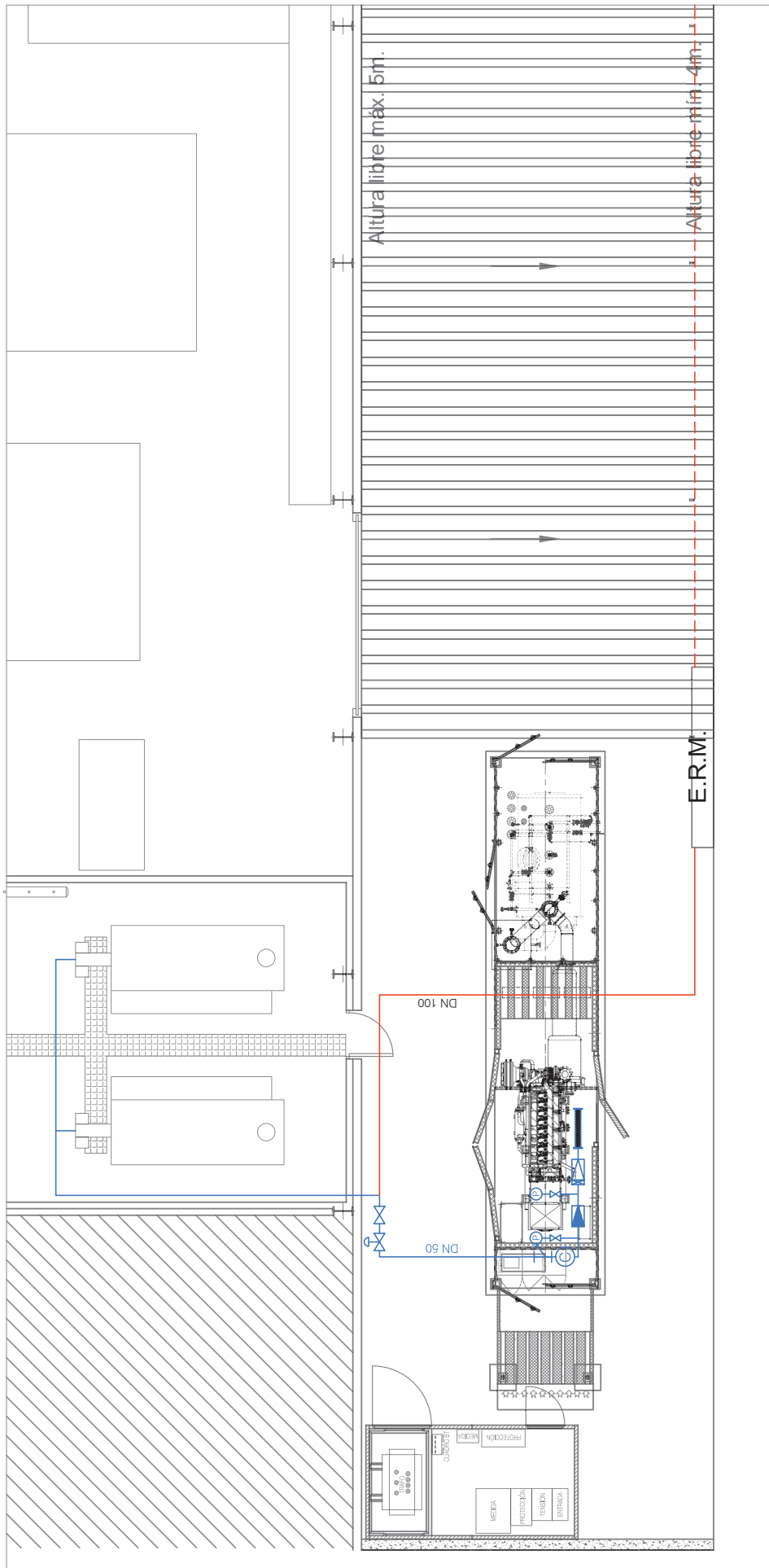
16/1/2013

ESCALA:

1/100


Nº PLANO:

05



LEYENDA:


- TUBERÍA DN100
- TUBERÍA SUBTERRÁNEA EXISTENTE
- TUBERÍA DN50 PN10 AÉREA
- LLAVE DE BOLA DN50 PN10 1/4VUELTA EMBRIDADA
- ELECTROVÁLVULA NC DE REARME MANUAL DN50 PN10
- FILTRO GAS DN50
- CONTADOR GAS DE TURBINA + CORRECTOR DE MEDIDA
- Sonda de presión y temperatura
- MANÓMETRO 0-5bar CON LLAVE DE CORTE 1/2"
- REGULADOR DE PRESIÓN 2,15bar - 200mbar
- RAMPA DE GAS DEL MOTOR

 <div>Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa</div>	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO DE ING. MECÁNICA, ENERGÉTICA Y DE MATERIALES		
	INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO			
PROYECTO: INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN		REALIZADO: ORTEGA LEOZ, HAIZEA		
		FIRMA:		
PLANO: INSTALACIÓN GAS NATURAL	FECHA:	ESCALA:	Nº PLANO:	
	16/1/2013	1/100	06	



Transmisión de Temperatura

Dilatador -Antivibratorio



Válvula de seguridad

Purga de Condensados

Válvula Motorización 3 Vías

Purgador de Aire

Transmisión

Manómetro

Transmisión de Presión

© Caudalímetro

✕ Válvula de corte

Válvula de 3 vías

Válvula antirretorno

Válvula de regulación

Filtro
I

Bomba

Dilatador -Antivibratorio

Válvula de seguridad

Pirca de Condensados

Válvula Motorización 3 Vías

Purgador de Aire


 Universidad Pública

INGENIERO TÉCNICOINDUSTRIAL MECÁNICOPROYECTO:

INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN

REALIZADO:

ORTEGA LEOZ, HAIZEA

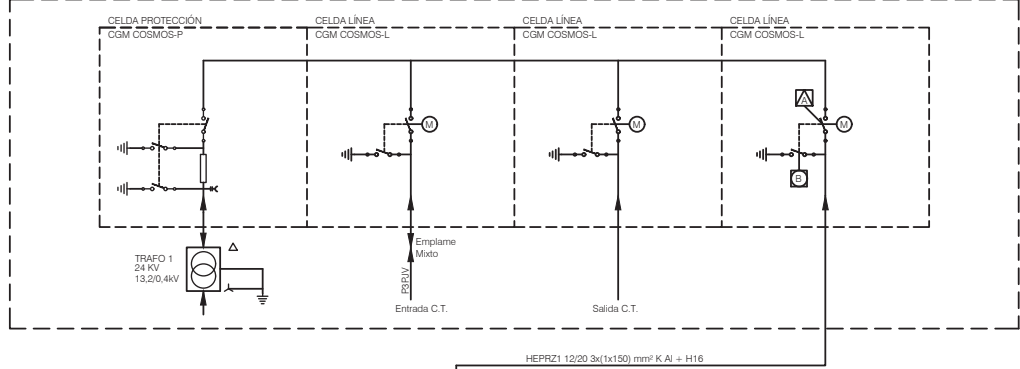
FIRMA:

FECHA:	ESCALA:	Nº PLANO:
--------	---------	-----------

PLANO:

ESQUEMA TÉRMICO

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN 13,2 kV



LEYENDA

- 25 - RELÉ DE SINCRONISMO
- 27 - RELÉ DE MINIMA TENSION
- 40 - FALLO EXCITACIÓN
- 46 - RELÉ ASIMETRÍA CORRIENTES
- 50 - RELÉ DE SOBREENTENSIDAD INSTANTANEA
- 51 - RELÉ DE SOBREENTENSIDAD TEMPORIZADO
- 52 - INTERRUPTOR AUTOMÁTICO
- 59 - RELÉ DE MAXIMA TENSION
- 64 - RELÉ DE MAXIMA TENSION HOMOPOLAR
- 81 - RELÉ DE MAX. Y MIN. FRECUENCIA
- 86 - RELE DE DISPARO Y BLOQUEO
- 89 - SECCIONADOR

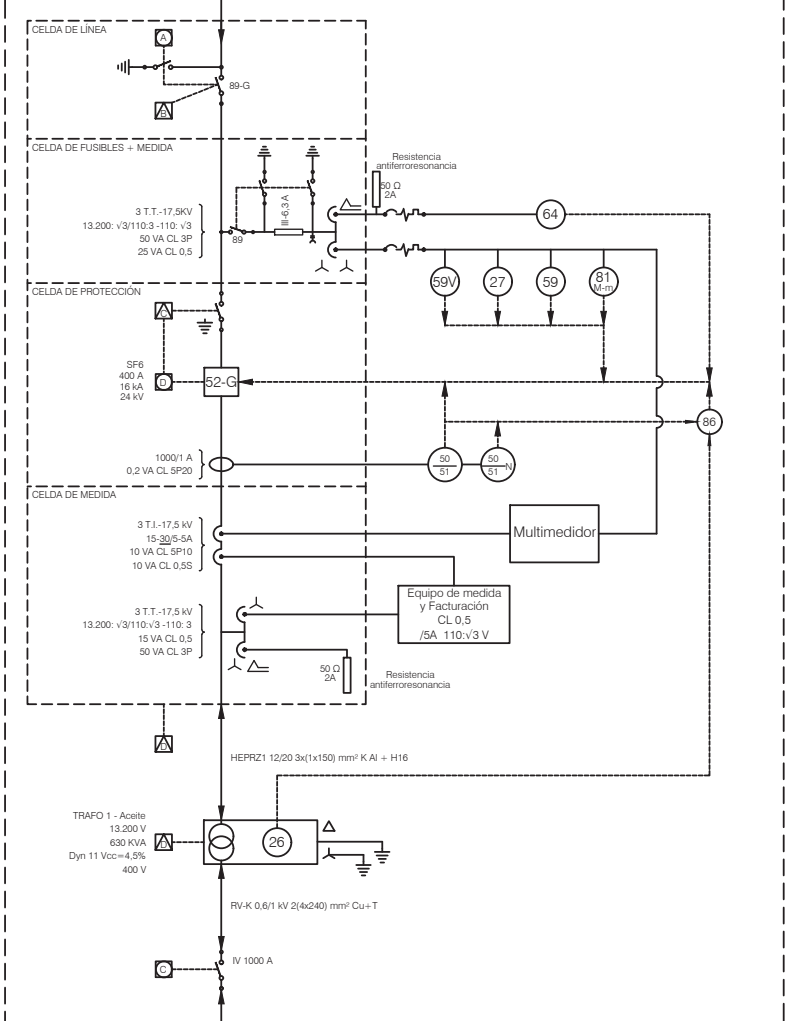
RESISTENCIAS Y CONSTANTES DE TIEMPO

- x_d REACTANCIA SÍNCRONA LONGITUDINAL = 1,93 p.u.
- x_d' REACTANCIA TRANSITORIA LONGITUDINAL = 0,16 p.u.
- x_d'' REACTANCIA SUBTRANSITORIA LONGITUDINAL = 0,12 p.u.
- T_d' CONSTANTE DE TIEMPO DE CORTOCIRCUITO SUBTRANSITORIA = 25 ms
- T_a CONSTANTE DE TIEMPO T_a = 40 ms
- T_{do}' CONSTANTE DE TIEMPO TRANSITORIA EN VACÍO = 2,44 s

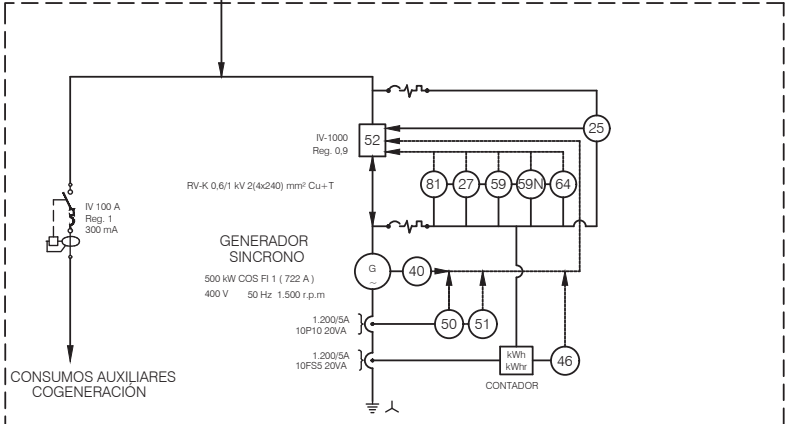
LEYENDA ENCLAVAMIENTOS:

- LLAVE NECESARIA PARA ABRIR
- LLAVE NECESARIA PARA CERRAR

CENTRO DE TRANSFORMACIÓN LAVANDERÍA



PLANTA COGENERACIÓN



Universidad Pública
de Navarra
Nafarroako
Unibertsitate Publikoa

E.T.S.I.I.T.
INGENIERO TÉCNICO
INDUSTRIAL MECÁNICO

DEPARTAMENTO DE ING.
MECÁNICA, ENERGÉTICA
Y DE MATERIALES

PROYECTO:
INSTALACIÓN DE PLANTA
DE COGENERACIÓN

REALIZADO:
ORTEGA LEOZ, HAIZEA

FIRMA:

FECHA:

ESCALA:

Nº PLANO:

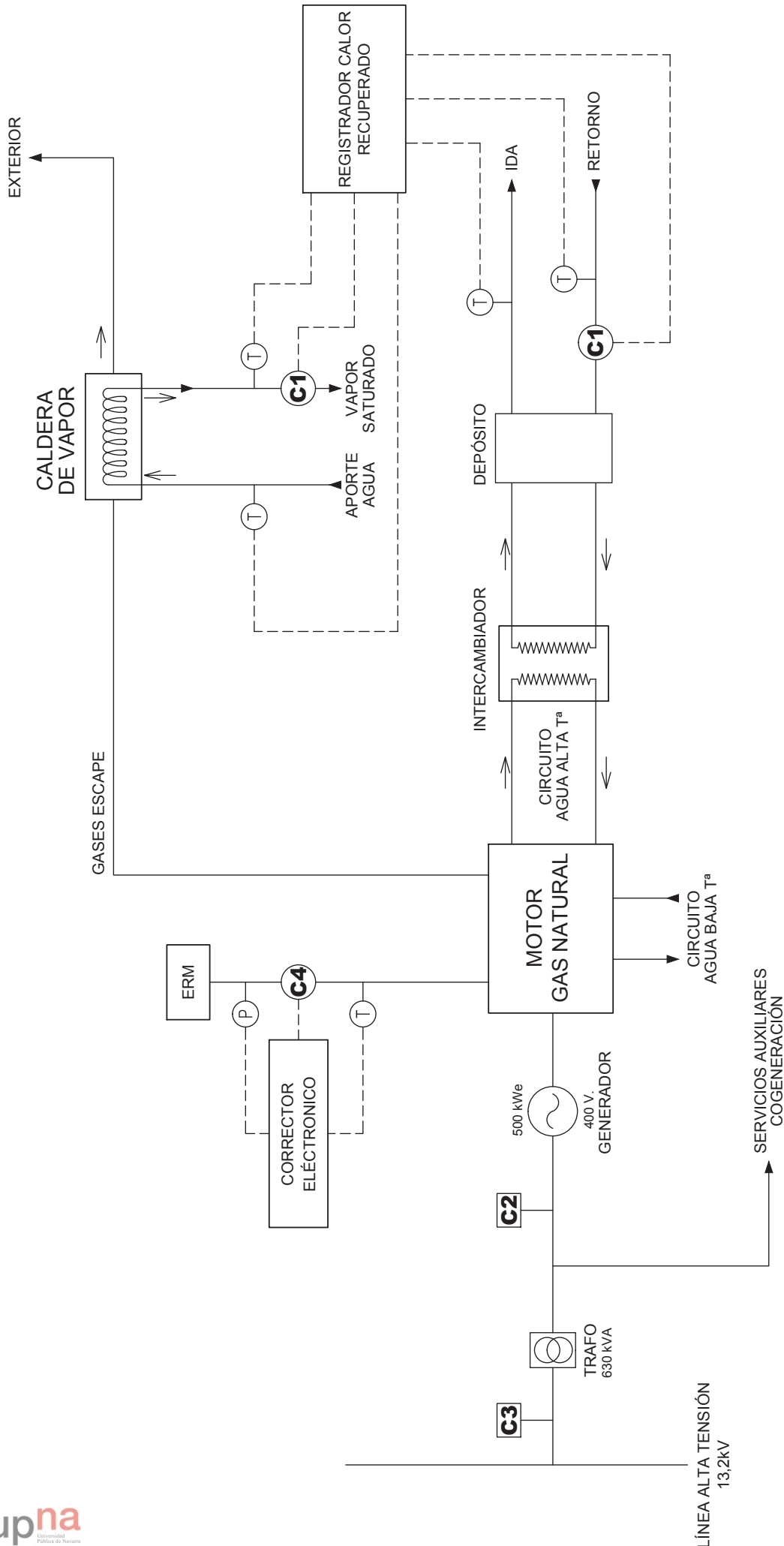
PLANO:

ESQUEMA UNIFILAR

16/1/2013


S/E

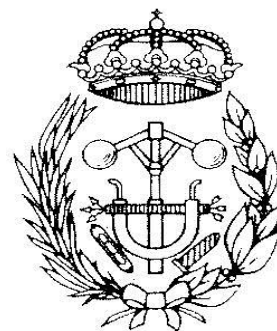
08



LEYENDA:

- C1 Caudalímetro recuperación de calor
- C2 Contador energía generada
- C3 Contador energía excedentaria
- C4 Caudalímetro gas natural
- T Transmisor de temperatura
- P Transmisor de presión

	Universidad Pública de Navarra Nafarroako Unibertsitate Publikoa	E.T.S.I.I.T.	DEPARTAMENTO DE ING. MECÁNICA, ENERGÉTICA Y DE MATERIALES	
		INGENIERO TÉCNICO INDUSTRIAL MECÁNICO		
PROYECTO:		REALIZADO:		
INSTALACIÓN DE PLANTA DE COGENERACIÓN		ORTEGA LEOZ, HAIZEA		
		FIRMA:		
PLANO:		FECHA:	ESCALA:	Nº PLANO:
ELEMENTOS DE MEDIDA Y REGISTRO DE ENERGÍA		16/1/2013	S/E	09



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

Título del proyecto:

SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN UNA LAVANDERÍA
INDUSTRIAL

Documento nº 4: Pliego de condiciones

Alumna: Haizea Ortega Leoz

Tutor: Juan José Aguas Alcalde

Pamplona, Febrero de 2013

Índice

4.	Pliego de condiciones	4
4.1	Normas Generales Acondicionamiento y Montaje del Conjunto Industrial	4
4.1.1	Normas de Obra Civil	4
4.1.1.1	Generalidades	4
4.1.1.2	Definiciones Y Atribuciones	4
4.1.2	Normas del Centro de Transformación.....	6
4.1.2.1	Calidad De Los Materiales	6
4.1.2.2	Aparamenta de Alta Tensión	7
4.1.2.3	Transformadores.....	8
4.1.2.4	Equipos de Medida.	9
4.1.3	Normas de Ejecución de las Instalaciones del C.T.....	9
4.1.3.1	Pruebas Reglamentarias del C.T.....	10
4.1.3.2	Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad Del C.T.	10
4.1.4	Normas de Baja Tensión en Planta de Cogeneración.	11
4.1.4.1	Calidad de dos Materiales.	11
4.1.4.2	Identificación de los Conductores.	11
4.1.4.3	Tubos Protectores.	12
4.1.4.4	Cajas de Empalme y Derivación.	12
4.1.4.5	Aparatos de Mando y Maniobra.	12
4.1.4.6	Aparatos de Protección.....	12
4.1.4.7	Normas de Ejecución de las Instalaciones.....	13
4.1.4.8	Pruebas Reglamentarias.....	13
4.1.4.9	Protección de Motores.	14
4.1.4.10	Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad de B.T.	14
4.1.5	Normas de Instalación de Tuberías.....	15
4.1.5.1	Alcance de Los Servicios	15
4.1.5.2	Montaje Mecánico de Tuberías y Equipos	15
4.1.5.3	Materiales	15
4.1.5.4	Operaciones Fundamentales Para el Montaje en Tuberías.....	16
4.1.6	Trabajos de Montaje de Tuberías en Servicio	19
4.1.7	Trabajos de Montaje de Grupos Motobomba y Maquinaria en General	19
4.1.8	Procedimiento de Soldadura	20
4.1.8.1	Calificación del Procedimiento de Soldadura	20
4.1.8.2	Calificación de Soldadores	20
4.1.8.3	Trabajos De Soldadura	20

4.1.9	Libros, Registro y Documentación	21
4.1.10	Inspección Radiográfica de las Juntas Soldadas	21
4.1.10.1	Número de Ensayos y Calificación	21
4.1.10.2	Tubería de Acero sin Soldadura	21
4.1.10.3	Pruebas	21
4.1.11	Protección Pasiva Contra la Corrosión De Tuberías	21
4.1.11.1	Normas de Instalación Mecánica.....	21
4.2	Pruebas y Puesta A Punto de la Maquinaria	27
4.2.1	Pruebas	27
4.2.1.1	Pruebas Hidráulicas	27
4.2.1.2	Pruebas Eléctricas.....	28
4.3	Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad	29
4.3.1	Instalación Eléctrica.....	29
4.3.2	Instalación de Protección Contra incendios	29
4.4	Recepción del motor	30
4.4.1	Medioambiente	30
4.4.2	Potencias	30
4.4.3	Consumos y generación	31

4. Pliego de condiciones

4.1 Normas Generales Acondicionamiento y Montaje del Conjunto Industrial

4.1.1 Normas de Obra Civil

4.1.1.1 Generalidades

El contratista someterá a la aprobación de la DF muestras de los materiales que se propone emplear en la construcción, siempre que estos no estén completa e inequívocamente definidos en los documentos que forman parte integral del contrato.

Dichos materiales únicamente podrán ser empleados en la construcción después de que el contratista haya recibido la aprobación escrita de la DF, pudiendo ser inspeccionados en cualquier momento, y cualquier cambio en los mismos deberá ser aprobado por escrito por la DF.

Todos los materiales que se empleen en la Obra serán nuevos y de primera calidad.

Todos los artículos manufacturados, materiales y equipos diversos, se colocarán e instalarán, conectarán, montarán, utilizarán, limpiarán y ajustarán conforme a las instrucciones de los fabricantes, salvo que la DF especifique lo contrario por escrito.

4.1.1.2 Definiciones Y Atribuciones

A los efectos de este Pliego y demás documentos del Proyecto, se fijan las definiciones de las partes intervinientes en las obras, y se describen las atribuciones y obligaciones principales de cada una de ellas.

Propiedad, promotor, o parte contratante

Es aquella persona física, o jurídica, pública o privada, que se propone ejecutar, por los cauces legales establecidos, una obra. Podrá exigir a la Dirección de la misma, que desarrolle sus iniciativas en forma técnicamente adecuada para la ejecución de la obra, dentro de las limitaciones legales existentes.

El Promotor, de acuerdo con lo que establece el Código Civil, podrá desistir en cualquier momento de la ejecución de las obras, sin perjuicio de las indemnizaciones que, en su caso, deba satisfacer. Así mismo, se obliga al cumplimiento exacto de todas las normas, reglamentos, y disposiciones vigentes, de aplicación a las obras.

Director de obra

Es atribución exclusiva del Director de Obra o Director Técnico, la dirección facultativa de la obra (DF), así como la coordinación de todo el equipo técnico que en ella pudiera intervenir. En tal sentido le corresponde realizar la interpretación técnica, económica, y estética del Proyecto, así como señalar las medidas necesarias para llevar a cabo el desarrollo de la obra, estableciendo las adaptaciones, detalles complementarios, y modificaciones precisas para la realización correcta de la obra, salvo que expresamente renuncie a dicho derecho, o fuera rescindido el convenio de prestación de servicios suscrito con la Propiedad, en los términos y condiciones legalmente establecidos; así mismo, podrá ordenar al Contratista, rehacer todo tipo de obra o partida, parcial o totalmente, si según su criterio estima que está mal o no responde a lo especificado en el Proyecto.

El incumplimiento del proyecto, ya sea en sus aspectos técnicos, estéticos, o legales, podrá dar lugar a la renuncia a la Dirección de la Obra por parte del Facultativo Director.

La Dirección Técnica deberá entregar a su debido tiempo las soluciones de detalle y de obra que sean necesarias a lo largo de la misma.

Son obligaciones específicas de la Dirección de Obra, establecer las soluciones constructivas y adaptar las oportunas en los casos imprevisibles que pudieran surgir, fijar los precios contradictorios, redactar las certificaciones económicas de la obra ejecutada, y las actas y certificaciones de comienzo y final de las mismas.

Estará obligado a prestar la asistencia precisa, inspeccionando la ejecución, y realizando las visitas necesarias.

Contratista, o constructor

Es todo ente físico, público o privado, que de acuerdo con la legislación vigente se ocupa de la realización de la obra, o de una parte de ella, por encargo directo de la propiedad.

El Contratista está obligado a conocer todas las normas, reglamentos, y demás disposiciones de aplicación, y a cumplir su estricta observancia en todos los aspectos que le afecten. Es también obligación del Constructor, conocer el Proyecto en todas sus partes y documentos, así como solicitar de la Dirección Técnica todas las aclaraciones oportunas para el perfecto entendimiento del mismo y para su ejecución.

Podrá proponer todas las alternativas constructivas que crea oportunas para que sean consideradas, pero éstas solo podrán realizarse con la aprobación, por escrito, de la Dirección de la Obra.

Realizará la obra de acuerdo con el Proyecto, y con las prescripciones, órdenes, y planos complementarios que la Dirección Técnica pueda ir dando a lo largo de la misma.

Aportará todos los materiales que fuesen precisos para la ejecución, así como todos los medios auxiliares.

Dispondrá de un encargado o un representante nominal en la obra, quien recibirá las órdenes de la Dirección Técnica, siendo comunicadas al Contratista, en caso de ausencia, por el que hubiese firmado el "enterado" en el libro de órdenes. Así mismo, cuando lo exija la Dirección Técnica, el Contratista estará obligado a tener, por su cuenta, un Técnico, titulado oficial, con quien se entenderá la citada Dirección de la marcha de las obras, independientemente del referido encargado general.

El Contratista será el responsable ante los Tribunales de los accidentes que por impericia o descuido sobrevengan en la construcción de la obra, así como de los andamios, medios auxiliares, o cualquier otro elemento, que pudiera causar daño a terceros por descuido o inobservancia de la reglamentación vigente.

Será el único responsable de las obras contratadas con la Propiedad, y no tendrá derecho a indemnización alguna por las erradas maniobras que cometiese durante la ejecución.

Jefe de obra

Durante todo el periodo de ejecución del trabajo, el Contratista destacará en la Obra un Jefe de Obra competente y tantos ayudantes como sean necesarios para supervisar a todo su personal y administrar adecuadamente el Contrato.

El Jefe de Obra representará al Contratista y todas las instrucciones relativas a la consecución del trabajo dadas a aquel por escrito, obligarán al Contratista tanto como si se las hubiera dado a él directamente.

El Contratista no podrá cambiar su Jefe de Obra sin la autorización por escrito de la D.T.

El Jefe de Obra será plenamente responsable de la dirección y organización del trabajo, como también del manejo y control del personal del Contratista, empleados para la

ejecución de la Obra, debiendo conocer detalladamente las condiciones y términos del Contrato.

Mano de obra

El Contratista dispondrá en todo momento de la mano de obra necesaria en sus diferentes especialidades para cumplir la programación del trabajo.

Asimismo el Contratista mantendrá en todo momento una estricta disciplina y orden entre sus operarios y retirará de la Obra a toda persona incapaz para la labor que le haya sido asignada y a todo empleado suyo que sea considerado no satisfactorio por la R.P. La R.P. podrá solicitar la sustitución del personal del Contratista que a su exclusivo criterio, considere inadecuado.

El Contratista está obligado al conocimiento y estricto cumplimiento de las normas vigentes.

El Contratista está obligado a exhibir ante la R.P., a requerimiento de ésta, copia del parte de alta en la Seguridad Social y copia de la relación normal del personal que presta sus servicios para la ejecución de los trabajos contratados y según los modelos oficiales aprobados.

El Contratista está obligado a facilitar a todos sus empleados y operarios una tarjeta de identificación personal, que deberán mostrar a la vigilancia del Propietario, para que les sea permitido el acceso al emplazamiento de la Obra. El Contratista cuidará, además, de que el casco de protección de su personal sea de un mismo color, a fin de identificarlos fácilmente.

4.1.2 Normas del Centro de Transformación.

4.1.2.1 Calidad De Los Materiales

Obra Civil

El edificio, local o recinto destinado a alojar en su interior la instalación eléctrica descrita en el presente proyecto, cumplirá las Condiciones Generales prescritas en las Instrucciones del Reglamento de Seguridad en Centrales Eléctricas, referentes a su situación, inaccesibilidad, pasos y accesos, conducciones y almacenamiento de fluidos combustibles y de agua, alcantarillado y canalizaciones, etc. El Centro será construido enteramente con materiales no combustibles.

Los elementos delimitadores del Centro (muros exteriores, cubiertas, solera, puertas, etc.), así como los estructurales en él contenidos (columnas, vigas, etc.) tendrán una resistencia al fuego de acuerdo con la norma NBE CPI-96 y los materiales constructivos del revestimiento interior (paramentos, pavimento y techo) serán de clase MO de acuerdo con la Norma UNE 23727.

Tal como se indica en el capítulo de Cálculos, los muros del Centro deberán tener entre sus paramentos una resistencia mínima de 100.000 ohmios al mes de su realización. La medición de esta resistencia se realizará aplicando una tensión de 500 V entre dos placas de 100 cm² cada una.

El Centro tendrá un aislamiento acústico de forma que no transmitan niveles sonoros superiores a los permitidos por las Ordenanzas Municipales. Concretamente, no se superarán los 30 dBA durante el periodo nocturno (y los 55 dBA durante el periodo diurno).

Ninguna de las aberturas del Centro será tal que permita el paso de cuerpos sólidos de más de 12 mm. de diámetro. Las aberturas próximas a partes en tensión no permitirán el paso

de cuerpos sólidos de más de 2,5 mm de diámetro, y además existirá una disposición laberíntica que impida tocar el objeto o parte en tensión.

4.1.2.2 Aparamenta de Alta Tensión

Características constructivas

Las celdas responderán en su concepción y fabricación a la definición de aparamenta bajo envolvente metálica compartimentada de acuerdo con la norma UNE 20099.

Se deberán distinguir al menos los siguientes compartimentos, que se describen a continuación.

- Compartimento de aparellaje.
- Compartimento del juego de barras.
- Compartimento de conexión de cables.
- Compartimento de mandos.
- Compartimento de control.

Compartimento de aparellaje.

Estará relleno de SF6 y sellado de por vida según se define en el anexo GG de la recomendación CEI 298-90. El sistema de sellado será comprobado individualmente en fabricación y no se requerirá ninguna manipulación del gas durante toda la vida útil de la instalación (hasta 30 años).

La presión relativa de llenado será de 0,4 bar.

Toda sobrepresión accidental originada en el interior del compartimento aparellaje estará limitada por la apertura de la parte posterior del cárter. Los gases serían canalizados hacia la parte posterior de la cabina sin ninguna manifestación o proyección en la parte frontal.

Las maniobras de cierre y apertura de los interruptores y cierre de los seccionadores de puesta a tierra se efectuarán con la ayuda de un mecanismo de acción brusca independiente del operador.

El seccionador de puesta a tierra dentro del SF6, deberá tener un poder de cierre en cortocircuito de 40 kA.

El interruptor realizará las funciones de corte y seccionamiento.

Compartimento del juego de barras.

Se compondrá de tres barras aisladas de cobre conexas mediante tornillos de cabeza Allen de M8. El par de apriete será de 2,8 mdaN.

Compartimento de conexión de cables.

Se podrán conectar cables secos y cables con aislamiento de papel impregnado.

Las extremidades de los cables serán:

- Simplificadas para cables secos.
- Termorretráctiles para cables de papel impregnado.

Compartimento de mando.

Contiene los mandos del interruptor y del seccionador de puesta a tierra, así como la señalización de presencia de tensión. Se podrán montar en obra los siguientes accesorios si se requieren posteriormente:

- Motorizaciones.
- Bobinas de cierre y/o apertura.
- Contactos auxiliares.
- Este compartimento deberá ser accesible en tensión, pudiéndose motorizar, añadir accesorios o cambiar mandos manteniendo la tensión en el centro.

Compartimento de control.

En el caso de mandos motorizados, este compartimento estará equipado de bornas de conexión y fusibles de baja tensión. En cualquier caso, este compartimento será accesible con tensión tanto en barras como en los cables.

Características eléctricas.

- Tensión nominal: 13,2 kV
- Nivel de aislamiento:
 - + A la frecuencia industrial de 50 Hz 50 kV ef.1mn
 - + A impulsos tipo rayo 125 kV cresta.
- Intensidad nominal funciones línea 400 A.
- Intensidad nominal otras funciones 200/400 A.
- Intensidad de corta duración admisible 16 kA ef. 1s.

Interruptores-seccionadores.

En condiciones de servicio, además de las características eléctricas expuestas anteriormente, responderán a las exigencias siguientes:

- Poder de cierre nominal sobre cortocircuito: 40 kA cresta.
- Poder de corte nominal de transformador en vacío: 16 A.
- Poder de corte nominal de cables en vacío: 25 A.
- Poder de corte (sea por interruptor-fusibles o por interruptor automático): 12.5 kA ef.

Cortacircuitos-fusibles.

En el caso de utilizar protección ruptor-fusibles, se utilizarán fusibles del modelo y calibre indicados en el capítulo de Cálculos de esta memoria. Sus dimensiones se corresponderán con las normas DIN-43.625.

Puesta a tierra.

La conexión del circuito de puesta a tierra se realizará mediante pletinas de cobre de 25x5 mm conectadas en la parte posterior superior de las cabinas formando un colector único.

4.1.2.3 Transformadores.

El transformador a instalar será trifásico, con neutro accesible en B.T., refrigeración natural, en baño de aceite, con regulación de tensión primaria mediante conmutador accionable estando el transformador desconectado, servicio continuo y demás características detalladas en la memoria.

La colocación del transformador se realizará de forma que éste quede correctamente instalado sobre las vigas de apoyo.

4.1.2.4 Equipos de Medida.

El equipo de medida estará compuesto de los transformadores de medida ubicados en la celda de medida de A.T. y el equipo de contadores de energía activa y reactiva ubicado en el armario de contadores, así como de sus correspondientes elementos de conexión, instalación y precintado.

Las características eléctricas de los diferentes elementos están especificadas en la memoria.

Los transformadores de medida deberán tener las dimensiones adecuadas de forma que se puedan instalar en la celda de A.T. guardando las distancias correspondientes a su aislamiento. Por ello será preferible que sean suministrados por el propio fabricante de las celdas, ya instalados en la celda. En el caso de que los transformadores no sean suministrados por el fabricante de celdas se le deberá hacer la consulta sobre el modelo exacto de transformadores que se van a instalar a fin de tener la garantía de que las distancias de aislamiento, pletinas de interconexión, etc. serán las correctas.

Contadores

Los contadores de energía activa y reactiva estarán homologados por el organismo competente. Sus características eléctricas están especificadas en la memoria.

Cableado

Los cables de los circuitos secundarios de medida estarán constituidos por conductores unipolares, de cobre de 1 kV de tensión nominal con aislamiento del tipo H07V-R, según norma UNE 21031/3, no propagador de la llama, de polietileno reticulado o etilenopropileno, de 4 mm² de sección para el circuito de intensidad y para el neutro y de 2,5 mm² para el circuito de tensión.

Estos cables irán instalados bajo tubos de acero (uno por circuito) de 36 mm. de diámetro interior, cuyo recorrido será visible o registrable y lo más corto posible.

La tierra de los secundarios de los transformadores de tensión y de intensidad se llevarán directamente de cada transformador al punto de unión con la tierra para medida y de aquí se llevará, en un solo hilo, a la regleta de verificación.

La tierra de medida estará unida a la tierra del neutro de Baja Tensión constituyendo la Tierra de Servicio, que será independiente de la Tierra de Protección.

En general, para todo lo referente al montaje del equipo de medida, precintabilidad, grado de protección, etc. se tendrá en cuenta lo indicado a tal efecto en la normativa de la compañía suministradora.

4.1.3 Normas de Ejecución de las Instalaciones del C.T.

Todas las normas de construcción e instalación del centro se ajustarán, en todo caso, a los planos, mediciones y calidades que se expresan, así como a las directrices que la dirección facultativa estime oportunas.

Además del cumplimiento de lo expuesto, las instalaciones se ajustarán a las normativas que le pudieran afectar, emanadas por organismos oficiales y en particular las de la compañía distribuidora.

El acopio de materiales se hará de forma que estos no sufran alteraciones durante su depósito en la obra, debiendo retirar y reemplazar todos los que hubieran sufrido alguna descomposición o defecto durante su estancia, manipulación o colocación en la obra.

4.1.3.1 Pruebas Reglamentarias del C.T.

La aparatación eléctrica que compone la instalación deberá ser sometida a los diferentes ensayos de tipo y de serie que contemplen las normas UNE o recomendaciones UNESA conforme a las cuales esté fabricada.

Asimismo, una vez ejecutada la instalación, se procederá, por parte de entidad acreditada por los organismos públicos competentes al efecto, a la medición reglamentaria de los siguientes valores:

- Resistencia de aislamiento de la instalación.
- Resistencia del sistema de puesta a tierra.
- Tensiones de paso y de contacto.

4.1.3.2 Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad Del C.T.

Prevenciones generales.

Queda terminantemente prohibida la entrada en el local de esta estación a toda persona ajena al servicio y siempre que el encargado del mismo se ausente, deberá dejarlo cerrado con llave.

Se pondrán en sitio visible del local, y a su entrada, placas de aviso de "Peligro de muerte".

En el interior del local no habrá más objetos que los destinados al servicio del centro de transformación, como banqueta, guantes, etc.

No está permitido fumar ni encender cerillas ni cualquier otra clase de combustible en el interior del local del centro de transformación y en caso de incendio no se empleará nunca agua.

No se tocará ninguna parte de la instalación en tensión, aunque se esté aislado.

Todas las maniobras se efectuarán colocándose convenientemente sobre la banqueta.

En sitio bien visible estarán colocadas las instrucciones relativas a los socorros que deben prestarse en los accidentes causados por electricidad, debiendo estar el personal instruido prácticamente a este respecto, para aplicarlas en caso necesario. También, y en sitio visible, debe figurar el presente Reglamento y esquema de todas las conexiones de la instalación, aprobado por la Consejería de Industria, a la que se pasará aviso en el caso de introducir alguna modificación en este centro de transformación, para su inspección y aprobación, en su caso.

Puesta en servicio.

Se conectará primero los seccionadores de alta y a continuación el interruptor de alta, dejando en vacío el transformador. Posteriormente, se conectará el interruptor general de baja, procediendo en último término a la maniobra de la red de baja tensión.

Si al poner en servicio una línea se disparase el interruptor automático o hubiera fusión de cartuchos fusibles, antes de volver a conectar se reconocerá detenidamente la línea e instalaciones y, si se observase alguna irregularidad, se dará cuenta de modo inmediato a la empresa suministradora de energía.

Separación de servicio.

Se procederá en orden inverso al determinado en apartado 8, o sea, desconectando la red de baja tensión y separando después el interruptor de alta y seccionadores.

Si el interruptor fuera automático, sus relés deben regularse por disparo instantáneo con sobrecarga proporcional a la potencia del transformador, según la clase de la instalación.

A fin de asegurar un buen contacto en las mordazas de los fusibles y cuchillas de los interruptores así como en las bornas de fijación de las líneas de alta y de baja tensión, la limpieza se efectuará con la debida frecuencia. Si hubiera de intervenir en la parte de línea comprendida entre la celda de entrada y seccionador aéreo exterior se avisará por escrito a la compañía suministradora de energía eléctrica para que corte la corriente en la línea alimentadora, no comenzando los trabajos sin la conformidad de ésta, que no restablecerá el servicio hasta recibir, con las debidas garantías, notificación de que la línea de alta se encuentra en perfectas condiciones, para la garantizar la seguridad de personas y cosas.

La limpieza se hará sobre banqueta, con trapos perfectamente secos, y muy atentos a que el aislamiento que es necesario para garantizar la seguridad personal, sólo se consigue teniendo la banqueta en perfectas condiciones y sin apoyar en metales u otros materiales derivados a tierra.

Previsiones especiales.

No se modificarán los fusibles y al cambiarlos se emplearán de las mismas características de resistencia y curva de fusión.

No debe de sobrepasar los 60°C la temperatura del líquido refrigerante, en los aparatos que lo tuvieran, y cuando se precise cambiarlo se empleará de la misma calidad y características.

Deben humedecerse con frecuencia las tomas de tierra. Se vigilará el buen estado de los aparatos, y cuando se observase alguna anomalía en el funcionamiento del centro de transformación, se pondrá en conocimiento de la compañía suministradora, para corregirla de acuerdo con ella.

4.1.4 Normas de Baja Tensión en Planta de Cogeneración.

4.1.4.1 Calidad de dos Materiales.

Conductores eléctricos.

Los conductores eléctricos serán de cobre (Cu) recocido, rígidos, agrupados o unipolares, con aislamiento de polietileno reticulado (RV 0,6/1 kV) y cubierta de PVC donde la instalación discorra bajo bandeja de plástico.

Para los circuitos de alumbrado y fuerza, se emplearán conductores de cobre recocido, rígidos, unipolares, de tensión nominal no inferior a 750 voltios.

La caída de tensión entre el origen de la instalación y cualquier punto de ella será menor del 3% de la tensión nominal para alumbrado y del 5% para fuerza.

Conductores de protección.

Serán de cobre recocido, rígidos, unipolares, con aislamiento de PVC y tensión nominal no inferior a 750 voltios.

4.1.4.2 Identificación de los Conductores.

Estos se identificarán por el color de su capa exterior de aislamiento, a saber:

- Conductor activo o fase: Negro, Marrón o Gris
- Conductor neutro: Azul claro
- Conductor de protección: Amarillo y Verde

4.1.4.3 Tubos Protectores.

Las canalizaciones se realizarán bajo tubos protectores del tipo no propagador de la llama, corrugado y flexible para instalaciones empotradas en techos y paredes de la construcción, bajo tubo rígido blindado en instalaciones de superficie y mediante bandeja de plástico con tapa protectora en los techos de la construcción.

4.1.4.4 Cajas de Empalme y Derivación.

Serán de PVC empotradas, con tapa elástica a presión en sus vértices o de tipo estanco en instalaciones de superficie, de dimensiones normalizadas, preferentemente de 100 x 100 y 150 x 100.

Sus dimensiones serán tales que permitan alojar holgadamente todos los conductores que deberán contener. Su profundidad equivaldrá, cuando menos, al diámetro del tubo mayor, más un 5% del mismo, con un mínimo de 40 milímetros de profundidad y 80 milímetros de lado inferior.

Los empalmes entre conductores se realizarán siempre en el interior de dichas cajas, utilizando bornes de conexión montadas individualmente.

4.1.4.5 Aparatos de Mando y Maniobra.

Todos los interruptores, conmutadores, tomas de corriente, etc., cumplirán con lo preceptuado en el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión. Serán de intensidades nominales igual a la de los aparatos de protección que les anteceden en la instalación.

Los interruptores y conmutadores cortarán la corriente sin dar lugar a formación de arco permanente, abriendo y cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar una posición intermedia. Serán de tipo cerrado y material aislante.

Las dimensiones de las piezas de contacto serán tales que la temperatura en ningún caso pueda exceder de 55 °C en ninguna de sus piezas.

Su construcción será tal que permita realizar un número de maniobras de apertura y cierre del orden de 10.000 veces, con su carga nominal y tensión de trabajo.

Llevarán marcada su intensidad y tensión nominal y estarán probados a una tensión de 500 a 1.000 voltios.

Las tomas de corriente serán de las mismas características, utilizando las de tipo schuko para fuerza.

4.1.4.6 Aparatos de Protección.

Los interruptores diferenciales serán de alta sensibilidad, 30 miliamperios, para una gran seguridad contra contactos indirectos, en los circuitos en que haya posibilidad de contacto no accidental por parte del personal de trabajo.

En circuitos que no cumplan estas características los interruptores diferenciales serán de 300 mA.

Los automáticos magnetotérmicos serán de corte unipolar y podrán cortar la corriente máxima de cortocircuito en la que estén colocados sin dar lugar a arco permanente, abriendo y cerrando los circuitos sin posibilidad de tomar posición intermedia.

Dichos aparatos de protección serán alojados en armarios metálicos con puerta.

4.1.4.7 Normas de Ejecución de las Instalaciones.

Para la ejecución de las instalaciones se atenderá el instalador a lo preceptuado en el vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

Como condicionante en materia de seguridad en el trabajo se cumplirá:

Durante la fase de realización de la instalación, así como en el mantenimiento de la misma, los trabajos se efectuarán sin tensión en las líneas o circuitos, verificándose esta circunstancia mediante un comprobador de tensión.

En el lugar de trabajo se encontrarán siempre un mínimo de dos operarios.

Las herramientas estarán aisladas, presentando el grado de protección adecuado y se utilizarán guantes aislantes cuando el caso lo requiera.

Cuando sea preciso emplear o utilizar aparatos o herramientas eléctricas, estos estarán dotados del grado de aislamiento II o estarán alimentados a tensión inferior a 50 voltios, mediante transformador de seguridad.

No obstante, serán de aplicación todas las disposiciones generales de la Ordenanza Laboral de Seguridad e Higiene en el trabajo, así como del vigente Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.

4.1.4.8 Pruebas Reglamentarias.

Para las comprobaciones especificadas, la propiedad solicitará de la compañía suministradora de energía eléctrica, Iberdrola S. A., la conexión de su instalación a sus redes de distribución.

Interruptor Diferencial.

Control a realizar: Puesta la instalación interior en tensión, accionar el botón de prueba estando el aparato en posición de cerrado.

Número de controles: Uno por cada interruptor diferencial.

Condición de no aceptación automática: No desconecta el interruptor diferencial.

Interruptores Automáticos.

Control a realizar: Abierto el interruptor automático, conectar mediante un puente los alvéolos de fase y neutro en la base para toma de corriente más alejada del CGMP, a continuación se cierra el pequeño interruptor automático.

Número de controles: Uno por cada circuito independiente.

Condición de no aceptación automática: No actúa el interruptor automático o el fusible de seguridad situado en la cuadro general durante un tiempo superior a 2 segundos.

Corriente de fuga.

Control a realizar: Cerrado el interruptor diferencial y con tensión en los circuitos, se conectarán los receptores uno por uno, hasta una potencia máxima al nivel de electrificación y por un tiempo no inferior a 5 minutos.

Número de controles: Uno por cada local individual.

Condición de no aceptación automática: Actúa el interruptor diferencial.

Puntos de luz.

Control a realizar: Conectar al conductor de fase y neutro un portalámparas y accionar el interruptor correspondiente a dicho punto de luz.

Número de controles: Uno por cada circuito destinado para alumbrado.

Condición de no aceptación automática: La lámpara no se enciende.

Bases de enchufe.

Control a realizar: Conectar mediante una clavija un receptor alimentado por corriente eléctrica.

Número de controles: Uno por cada circuito.

Condición de no aceptación automática: El receptor no funciona.

4.1.4.9 Protección de Motores.

Control a realizar: Poner el motor en funcionamiento y desconectar el interruptor automático correspondiente situado en el CGMP.

Número de controles: Uno por cada equipo motor instalado.

Condición de no aceptación automática: Continúa en funcionamiento del equipo motor.

4.1.4.10 Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad de B.T.**Cuadro general de mando y protección.**

Cada año se comprobarán los dispositivos de protección contra cortocircuitos, contactos directos e indirectos, así como sus intensidades nominales en relación con la sección de los conductores que protegen.

Instalación interior.

Las lámparas o cualquier otro elemento de iluminación no se suspenderá directamente de los hilos correspondientes a un punto de luz, que únicamente y con carácter provisional, se utilizará como soporte de una bombilla. Para la limpieza de lámparas, cambio de bombillas y cualquier otra manipulación de la instalación, se desconectará el interruptor diferencial. La reposición de las lámparas de los equipos se efectuará cuando estas alcancen su duración media mínima.

Dicha reposición se efectuará preferentemente por grupos de equipos completos y áreas de iluminación. Todas las lámparas repuestas serán de idénticas características a las reemplazadas. La periodicidad de limpieza no será superior a un año.

Cada cinco años se comprobará el aislamiento de la instalación interior, que entre cada conductor y tierra y entre cada dos conductores no deberá ser inferior a 250.000 ohmios. En caso negativo se repararán los defectos encontrados.

4.1.5 Normas de Instalación de Tuberías.

4.1.5.1 Alcance de Los Servicios

Los servicios contratados se extenderán al suministro, montaje y prueba de los materiales que, en definitiva, han de ser instalados, de acuerdo con los planos y con cualquier modificación que la RP estimase conveniente realizar durante el transcurso de los trabajos, siendo de competencia del Contratista la ejecución de los planos isométricos definitivos que, en su caso, fueran necesarios para la ejecución del montaje.

Los trabajos a realizar por el Contratista, de no indicarse expresamente por la RP otra cosa, comprenderán:

Suministro de los materiales necesarios y no incluidos en la relación de materiales y equipos a suministrar por la propiedad.

Serán por cuenta del Contratista los materiales de consumo (energía eléctrica, acetileno, oxígeno, electrodos, juntas, cinta de cierre, etc.), y cualquier otra clase de material que sea necesario para realizar su trabajo, cuyo valor estará incluido en el importe que fije en su proposición, excepto el agua que se utilice para las pruebas hidráulicas, que será facilitada por la Propiedad.

Obra civil complementaria, en donde se incluirán zanjas, artajeas, soportes o apoyos de cualquier tipo, cruces subterráneos o aéreos sobre pórticos y cualquier otra clase de obra necesaria para el montaje de las tuberías.

Tendido y montaje de los diferentes tipos de tuberías y equipos, así como la protección pasiva contra la corrosión de las tuberías y, en su caso, el aislamiento térmico de las mismas.

El montaje de los equipos no incluirá las operaciones de verificación y puesta a punto, que será realizada por el vendedor de los mismos.

Serán de aplicación en su totalidad los Pliegos de Condiciones pertinentes en cada caso. Para los trabajos anexos a la instalación de la tubería, como excavación de zanjas y cimentaciones, hormigonado, estructuras metálicas, etc.

4.1.5.2 Montaje Mecánico de Tuberías y Equipos

Las condiciones fundamentales que deben cumplir el montaje de tuberías y equipos, se refiere en los párrafos siguientes:

4.1.5.3 Materiales

Los materiales que suministrará la Propiedad, así como los aportados directamente por el Contratista, se ajustarán a los tipos y normas siguientes:

Tubos

Serán de acero sin soldaduras o soldados, terminados en caliente o estirados y expansionados en frío, fabricados con acero obtenido por los procedimientos Siemens-Martín, horno eléctrico, convertidor básico de oxígeno o Bessemer.

Normas: API 5L, API 5LS, en grado "B"

ASTM -a- 106-64, schedule 20, 30, 40

Los extremos serán lisos y achaflanados para soldar desde diámetros exteriores superiores a 2".

Válvulas de compuerta

Normas API Std. 598, 600 y 602.

Válvulas de retención, macho y globo

Normas API Std. 6 D.

Válvulas de mariposa

Normas API Std. 609.

Codos y T-es

Normas ANSI B-16.9, schedule 20, 30 y 40.

Bridas

Normas ANSI B-16.5, serie 150-300#.

El material suministrado por la Propiedad será recibido por el Contratista mediante el correspondiente Acta de Recepción, haciéndose desde ese momento, responsable del material entregado, no admitiéndose posteriormente reserva o reclamación alguna, que no haya sido reflejada en el referido Acta.

Los electrodos serán de calidad y marca homologadas previamente, y presentarán unas condiciones mecánicas lo más similares posible a las del metal base, siendo preferibles los de tipo celulósico o básico, según la técnica de soldadura.

La clasificación y ensayos de los electrodos se realizarán de acuerdo con las normas UNE 14.003 y 14.022.

4.1.5.4 Operaciones Fundamentales Para el Montaje en Tuberías**Transporte, montaje y prueba de tubos**

Comprende las operaciones manuales necesarias para el montaje de la tubería, con las siguientes condiciones:

Carga, transporte y descarga desde el almacén de la Propiedad al lugar del montaje.

Limpieza interior de los tubos por paso de rascador o cepillo de púas y, posteriormente inyección de aire.

Colocación, alineación, limpieza de bordes y ajustes en posición para soldar, con sujeción de abrazaderas, cadenas u otro sistema mecánico de fijación que autorice la RP.

Instalación sobre banquetas o andamiaje, para soldar por giro o posición.

Soldadura a tope, de acuerdo con el procedimiento de soldadura aprobado, y una vez que la junta se encuentre perfectamente alineada y con la correcta separación entre bordes.

Descenso y / o colocación definitiva en su posición de trabajo.

Prueba hidráulica de las líneas de tuberías, de acuerdo con lo especificado.

El precio se cotizará por metro lineal de tubería recta determinada, medida sobre el eje.

Soldadura de accesorios

Incluye el corte perpendicular u oblicuo del tubo, biselado con formación del chaflán especificado y soldadura a tope sobre los cortes rectos u oblicuos, una vez que la junta se encuentre perfectamente alineada y con la correcta separación entre bordes.

El precio cotizado corresponderá a una soldadura completa, con inclusión de electrodos, equipos necesarios, energía y calificación de soldadores.

Modificación de achaflanados

Se refiere esta operación a la modificación, mediante nuevo achaflanado, de los bordes de accesorios o tubos, cuando son diferentes los espesores de los dos elementos a unir por soldadura.

La preparación de los bordes se hará de acuerdo con la norma ANSI B-31.4 y B-31.3.

El precio se cotizará por unidad de achaflanado ejecutado.

Soldadura de bridas welding-neck

Se incluye en esta operación el corte recto del tubo, biselado con formación de chaflán y soldadura a tope, una vez la junta se encuentre perfectamente alineada y con la correcta separación entre bordes.

El precio se cotizará por unidad de brida realizada.

Soldadura de bridas slip-on

Se incluye en esta operación el corte a medida del tubo, colocación de la brida y soldadura atrás y delante.

El precio se cotizará por unidad de brida realizada.

Conexión de válvulas y accesorios bridados

Se incluye en esta operación el traslado del material al sitio del montaje, suministro y colocación de la junta, así como suministro y colocación de todos los pernos necesarios para cada conexión.

El material de pernos será el siguiente:

ASTM A.193 Gr. B.7 para los espárragos y ASTM A.194 Gr.24 para las tuercas. El material de fibras de amianto con aglutinante.

El precio comprenderá la unión y apriete con tornillos o espárragos de cada unidad de embridado, además de lo indicado en el párrafo anterior.

Injertos soldados a 90° en tuberías

En esta operación se incluye el taladro de la tubería donde se realiza la conexión, corte del tubo, la preparación de bordes, alineación y soldadura.

El precio corresponde a unidad de injerto realizado.

Injertos soldados a 45° en tuberías

Esta operación incluye los mismos conceptos que la operación anterior y, así mismo se cotizan por unidad de injerto realizado.

Injertos soldados a 90° con placas de refuerzo

Esta operación incluirá todas las que comprende la operación 1.3.2.7. y la necesaria para la preparación de la soldadura de la placa de refuerzo, siendo el material de refuerzo suministrado por el Contratista.

Se cotizará por unidad de injerto realizado de esta forma.

Injertos soldados a 45° con placas de refuerzo

Esta operación incluye los mismos conceptos que la operación anterior y se cotizará por unidad de injerto realizada.

Soldaduras de conexiones diversas a 90°

Incluye esta operación todos los trabajos necesarios para taladro y soldadura de todo tipo de accesorios de unión en tuberías, tales como manguitos, weldolets, etc.

Estos accesorios serán suministrados por el Contratista.

Soldaduras de conexiones diversas a 45°

Esta operación incluye los mismos trabajos que se indican en el apartado anterior y se cotizará por unidad de conexión realizada.

Fabricación de codos a 90°

Se refiere esta operación a la fabricación de codos a 90° a partir de segmentos soldados, incluyendo cortes, biselados y soldaduras.

El precio se referirá a la pieza fabricada.

Fabricación de codos a 45°

Se refiere esta operación a la fabricación de codos a 45° a partir de segmentos soldados y se tratará de la misma forma que en el apartado anterior.

Montaje de tubos y accesorios roscados

Comprende las operaciones manuales necesarias para el montaje de tubería roscada con las siguientes condiciones:

Ejecución de roscas exteriores o interiores en tubos o accesorios de cualquier tipo.

La rosca será del tipo NPT (rosca cónica americana para tubos).

Carga, transporte y descarga desde el almacén de la Propiedad al lugar del montaje.

Limpieza interior de los tubos por paso de rascador o cepillo de púas y, posteriormente inyección de aire.

Descenso y / o colocación definitiva en su posición de trabajo.

Prueba hidráulica de las líneas de tuberías, de acuerdo con lo especificado.

Solo afectará a tuberías de diámetros inferiores a 3”.

El precio se cotizará por metro lineal, incluyendo el material, tanto de tubos como de accesorios.

Colocación de válvulas y aparatos roscados

Comprende el transporte y colocación de válvulas o aparatos roscados.

El precio se cotizará por unión macho-hembra.

Colocación de apoyos para tuberías

Se refiere a la parte metálica de los soportes de tuberías.

El precio se cotizará por Kg. de hierro colocado y pintado.

4.1.6 Trabajos de Montaje de Tuberías en Servicio

Cuando se realicen trabajos de montaje de tuberías en plantas que están normalmente trabajando o en servicio, se presentarán casos de conexiones de tuberías de ampliación o nuevas, con tuberías en servicio que contengan hidrocarburos, agua, vapor, etc.

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, en este caso será necesario vaciar y degasificar estas tuberías que contengan producto por seguridad en la operación a realizar.

Por tanto, las conexiones a tuberías en servicio, incluirán todas las operaciones necesarias referidas en los apartados anteriores.

El precio se cotizará por unidad de conexión realizada con el mismo precio unitario de las referidas operaciones.

4.1.7 Trabajos de Montaje de Grupos Motobomba y Maquinaria en General

El montaje de los grupos motobomba y maquinaria en general comprenderá los siguientes trabajos:

- Acoplamiento de la bomba con el motor eléctrico o máquina motriz, ejecutando todas las operaciones que sean necesarias para su correcta conjunción, en caso de que esta conjunción no haya sido realizada previamente por entregarse separadamente estos elementos.
- Instalación de los grupos motobomba con alineación y elevación correctas, según instrucciones del suministrador.
- Ejecución de las coladas de cemento de relleno, nivelación y fijación de la bancada.
- Comprobación del acoplamiento para la alineación de bomba con control de las tolerancias indicadas por los suministradores, antes de realizar las conexiones con las tuberías.
- Volver a comprobar la alineación después de que las bridas de las tuberías hayan sido perfectamente acopladas con las de las bombas y comprobación de que las mismas no ejerzan esfuerzos de ningún tipo sobre las bombas o máquinas.
- Soldar orejetas de toma de tierra en la placa de base de la bomba.
- Instalación de los dispositivos de lubricación y otros complementarios, así como el suministro de los líquidos o grasas propios de lubricación.
- Comprobación del sentido de giro de la bomba o máquina y motor, cuando se disponga de energía en la máquina motriz.
- Nueva comprobación de la alineación después de las pruebas de circulación en caliente, o en cualquier caso después de 24 horas de funcionamiento.
- Los grupos motobomba, equipos y maquinaria en general, situados en espacios abiertos lateralmente o a la intemperie, se pintarán de acuerdo con el siguiente proceso:
- Limpieza de las superficies, eliminando la pintura de protección temporal aplicada en fábrica.
- Imprimación con minio de plomo-clorocaucho, 2 capas y espesor total de la película seca 75µm.
- Pintura de base capa gruesa de clorocaucho tixotrópico, 1 capa y de espesor de la película seca 80µm.

- Pintura de acabado con caucho clorado y plastificante, 1 capa y espesor de la película seca 40µm.
- Cuando la situación de los grupos motobomba, equipos y maquinaria en general sea en espacios cerrados, se podrá suprimir la pintura de base capa gruesa.
- Correcto mantenimiento de los equipos y de la maquinaria en general, durante el periodo de inactividad subsiguiente al montaje y anterior a la puesta en marcha.
- Las operaciones de montaje, alineación y elevación correcta y acoplamiento de la maquinaria en general se ejecutará de acuerdo con las instrucciones particulares para cada tipo de maquinaria.
- Todos los trabajos de montaje de grupos motobomba y maquinaria en general serán realizados por el Contratista de montaje de tuberías y equipos, a excepción del acoplamiento de la bomba y de la instalación de los dispositivos de lubricación, que serán por cuenta del suministrador de los equipos.

4.1.8 Procedimiento de Soldadura

El proceso de soldadura de las tuberías se realizará de acuerdo con la norma API-std.1.104, y por lo especificado en el Pliego de Condiciones referente a Obra Metálica, en todo aquello que no esté afectado por el presente Pliego.

4.1.8.1 Calificación del Procedimiento de Soldadura

El Contratista deberá realizar pruebas de sus procedimientos de soldadura para demostrar la idoneidad en la ejecución de las soldaduras, de conformidad con los requisitos especificados en la norma citada.

4.1.8.2 Calificación de Soldadores

El Contratista deberá realizar las pruebas de todos los soldadores designados para la soldadura manual, semiautomática y automática, a fin de demostrar su aptitud para realizar las soldaduras de forma aceptable.

La calificación de los operarios soldadores se realizará de acuerdo con la norma UNE14.042.

El Contratista mantendrá un registro de los soldadores que empleará en el montaje, fijando la fecha y resultado de la prueba, así como la marca de identificación asignada a cada uno. Estos requisitos estarán certificados por el Contratista y estará a disposición del personal de inspección de la Propiedad.

4.1.8.3 Trabajos De Soldadura

El Contratista adjuntará un plan de montaje y secuencias de soldadura, antes de iniciar el montaje de las líneas de tuberías.

En los trabajos de soldadura se tendrán en cuenta las siguientes condiciones:

Las soldaduras de tubería se llevarán a cabo por soldadores cualificados, utilizando procedimientos cualificados. La superficie a soldar será suave, uniforme, libre de poros, defectos de hoja, granulaciones, incrustaciones, escoria, grasas, pintura y todo material nocivo que pueda afectar a la soldadura de forma adversa.

El diseño de la junta y la separación entre bordes a tope estará de acuerdo con la especificación del procedimiento de soldadura a utilizar.

No se permitirá soldar cuando la temperatura sea menor de 1°C. Cuando la temperatura mínima en la noche anterior haya sido inferior a -4°C, no debe soldarse hasta que al día siguiente la temperatura ambiente llegue a ser como mínimo de 3°C.

4.1.9 Libros, Registro y Documentación

El representante del Contratista llevará los libros y registros necesarios para reflejar los ensayos de los electrodos realizados en cada partida, los soldadores con sus calificaciones y marcas de identificación, así como plano de uniones soldadas donde se anotará diariamente el trabajo realizado por cada operario.

4.1.10 Inspección Radiográfica de las Juntas Soldadas

La inspección radiográfica se realizará por Organismos especializados, designados por la propiedad, y que obtendrá las radiografías por medio del empleo de Rayos X o Rayos Gamma. Esta inspección será de cuenta de la Propiedad.

El Contratista facilitará, sin cargo alguno para la Propiedad, los medios auxiliares y personal secundario necesario para ayudar a la inspección radiográfica.

4.1.10.1 Número de Ensayos y Calificación

En líneas de tuberías subterráneas se radiografiará e inspeccionará el 100% de las uniones soldadas, en toda su circunferencia.

En las líneas de tuberías fuera de tierra, se radiografiarán e inspeccionarán un 10% de las soldaduras por cada soldador, en cada día de trabajo, en toda su circunferencia.

La calificación de las soldaduras se harán por la norma UNE 14.011 “Calificación de soldaduras por Rayos X” (admisibles calidades 1 y 2).

En caso de que el resultado del examen no sea satisfactorio, se harán las reparaciones necesarias hasta que se obtenga un correcto resultado y de los ensayos, siendo los gastos de la reparación y de los nuevos ensayos, totalmente a cargo Contratista, cuyo previo abono por la Prioridad será descontado del importe del Contrato.

4.1.10.2 Tubería de Acero sin Soldadura

Para los trabajos con este tipo de tubería, será a lo dispuesto en la Norma API 5L y LX.

4.1.10.3 Pruebas

Las líneas de tuberías, una vez montadas, se someterán a una prueba hidráulica con presión mínima de 15 Kg/cm²., que se mantendrá durante 24 horas, para darla por válida. Esta de presión de prueba podrá ser aumentada, justamente, por la RP.

Se facilitará, como resultado de las pruebas, un informe completo en el que se incluyan los datos recogidos durante las mismas.

4.1.11 Protección Pasiva Contra la Corrosión De Tuberías

Las líneas de tuberías se protegerán contra la corrosión, mediante pintura en el caso de tuberías fuera del terreno o por bandas plásticas adhesivas en el caso de tuberías enterradas.

4.1.11.1 Normas de Instalación Mecánica.

Hay que tener en cuenta que las zonas donde vayan a ser alojadas todas las actividades que vayan soldadas en elementos existentes en fábrica como pueden ser soportes, tuberías, etc. deben estar protegidas localmente con mantas ignífugas u otro tipo de protección que haga la misma función para que las proyecciones bien sean de sopletes, piedras de esmeril, o soldaduras no sean proyectadas a los elementos de fábrica. En el lugar de trabajo deberá existir un extintor contra incendios y los medios de seguridad según la norma vigente.

Montaje de soportes

Los soportes estructurales serán instalados por el contratista de las tuberías en los puntos donde se marque en el isométrico correspondiente, y si no está indicado, en tramos rectos a una distancia máxima de 3.5 metros y en los acoplamientos a los equipos o válvulas en la zona más próxima de ellos, para que no haya tensiones en los acoplamientos. Una vez acabada la fabricación y su montaje deben ser pintados, con una mano de imprimación antioxidante y una mano de pintura plástica.

Los supresores serán protegidos con cajas de madera de los golpes y proyecciones de soldaduras, etc.

Las tolerancias de fabricación de soportes son de 3 mm aproximadamente. Los soportes se deben fabricar tal y como indica la ingeniería, o en su defecto la Dirección de Obra.

Las holguras para las dilataciones deben de ser las que indican los planos de ingeniería o las que indica la norma según su temperatura.

Tolerancia de soportes

Las tuberías horizontales hasta 150 mm de diámetro admiten un desplazamiento de 150 mm, las de 200 a 300 mm de diámetro admiten 300 mm y las mayores de 300 mm admiten 450 mm. Las tuberías verticales en el caso de colgantes muelles admiten una desviación del 10% de la longitud del tramo vertical.

Soportes estructurales

Si en el diseño de los soportes los puntos de alojamiento coinciden con elementos ya existentes de fábrica, y hubiera que reforzarlos para garantizar la carga que tiene que soportar será por cuenta del contratista.

Todas las soldaduras deben estar totalmente limpias de grasas, corrosión, pinturas, etc. antes de empezar a soldar.

Se debe tener muy en cuenta que todos los soportes que por ubicación hubiera que desmontar algún elemento existente, al finalizar el trabajo se debe reponer todo lo desmontado.

Montaje de tuberías

Siempre que se pueda hay que procurar hacer el máximo pre montaje en la cota 0, para evitar en lo posible riesgos de accidentes trabajando en cotas elevadas.

Tuberías soldadas

La preparación de las uniones a soldar se hará tal y como dice el procedimiento de soldadura. Antes de empezar a soldar, hay que tener en cuenta que no haya corrientes de aire que incidan sobre la soldadura. Se deben limpiar todas las proyecciones interiormente y exteriormente.

Tuberías embridadas

Se debe tener muy en cuenta que en los tramos donde vayan bridas soldadas los agujeros deben quedar a caballo aproximadamente, y que el paralelismo con los tramos debe ser el máximo posible.

El apriete de tornillos se debe hacer en cruz, según procedimiento.

Montaje de válvulas

Las válvulas se instalarán según indican los isométricos correspondientes.

El contratista seguirá en todo momento las instrucciones de funcionamiento y montaje del fabricante de las válvulas y recomendaciones para soldadura.

Antes de proceder a su instalación se comprobarán que están bien limpias por la parte inferior, y su montaje se hará con el vástago vertical salvo que se indique lo contrario.

En válvulas con bridas comprobar que las bridas son del mismo tipo y que las superficies de cierre de las bridas están limpias y que no tienen golpes. También hay que comprobar que la parte inferior está limpia así como sus interiores. Las válvulas no deben servir de puntos de apoyo.

En válvulas soldadas las uniones deben estar bien limpias interiormente. Por la parte exterior, en su alineamiento con la tubería, deben quedar concéntricas y paralelas en la unión. Antes de soldar hay que tener la válvula abierta un 10%, en algunos casos las válvulas que llevan precalentamiento y distensionado se desmontarán interiormente. Las válvulas de diafragma no se sueldan con el bonete puesto.

Las elevaciones de las válvulas se deben hacer con estrobos de nailon o lona.

Montaje de juntas de expansión

Si el sistema lleva juntas de expansión, el contratista inspeccionará que los tirantes limitadores o de bloqueo, que coloca el fabricante estén en perfecto estado. Estos mecanismos no se desmontarán hasta que se haya acabado el montaje del sistema o el isométrico, incluyendo las guías externas de sujeción o de anclaje.

No se modificará la configuración ni la longitud de diseño de una junta, para poder absorber desalineamientos del montaje de la tubería sin autorización de la Dirección de Obra.

Las juntas no deben estar cargadas con el peso de la tubería que no hayan sido soportadas convenientemente, una vez instaladas se protegerán con maderas u otros elementos para protegerlas de posibles golpes o proyecciones.

Montaje de equipos

Todas las operaciones relacionadas con el montaje de equipos se realizarán siguiendo las instrucciones de los fabricantes de los mismos de acuerdo con esta especificación y los planos de ingeniería.

El contratista deberá establecer un procedimiento de montaje para cada equipo, y un programa de montaje.

Será responsabilidad del contratista todos los daños a terceros así como reparaciones que hubiera que hacer a otros edificios o equipos.

El trabajo de montaje se realizará con buen entendimiento con otros contratistas.

El concepto de montaje se entiende con todo tipo de accesorios de los mismos.

El contratista antes del inicio del montaje comprobará la disponibilidad de todos sus componentes. En el supuesto que los encuentre correctos, cualquier falta de dichos accesorios serán a cuenta del contratista, y no tendrá derecho a ningún tipo de reclamación.

Diariamente el contratista mantendrá las zonas de trabajo limpias, así como las zonas de montaje de los equipos y todos los cierres provisionales colocados, para que no entren objetos, cascotes, etc. Se pondrá cuidado en la limpieza de las bases de los equipos

mecánicos, eliminando aceites, grasas y óxidos que pueden impedir una buena unión al verter el mortero o material de relleno.

Equipos con partes rotativas

Antes de colocar los equipos sobre sus fundaciones, el contratista comprobará que las bancadas, pernos y cajetines se encuentran en sus ejes y elevaciones de los mismos.

Los suplementos necesarios para la nivelación serán por cuenta del contratista. Se instalarán lo más próximo posible al lado de los pernos, de forma que al apretar las tuercas de estos no ocurran distensiones.

En los casos que los motores, reductores o multiplicadores, se entreguen separados en la maquinaria accionada, el contratista, los montará y nivelará siguiendo las instrucciones de los fabricantes, sobre las diferentes elevaciones y sus ejes, así como los acoplamientos de sus platos, y tolerancias que indique el fabricante tanto en axial como en radial.

Durante el transcurso de montaje se tendrá mucho cuidado que no caigan aceites o grasas sobre la fundación.

Las alineaciones de los acoplamientos deben ejecutarse por personal cualificado empleando aparatos de medida tal como indique el fabricante en su especificación.

Equipos estacionarios

Son los que carecen de partes rotativas, como tanques, depósitos, calentadores, refrigerantes, etc.

Los equipos estacionarios que se entreguen terminados en taller, solamente requieren colocarlos en posición, aplomarlos, nivelarlos, anclarlos y limpiarlos interiormente y exteriormente.

El montaje definitivo de los equipos estacionarios o rotativos no se darán por finalizados hasta que no tengan todas las conexiones realizadas, bien sean entradas o salidas de tuberías o elementos en los mismos. Hay que tener en cuenta que al hacer las conexiones no se debe llegar con tensiones.

El hormigonado de sus cimentaciones será por cuenta del contratista. Diez horas antes de aplicar el mortero o material de relleno se limpiará con aire a presión las superficies de las bancadas y se regarán con agua. En el momento de hormigonar las bancadas las superficies estarán húmedas y libres de agua suelta.

Se vibrará el mortero de forma que no queden cámaras al aire y en especial las zonas donde van los pernos. No se podrá hormigonar con temperaturas inferiores a 4 °C. Durante los diez días siguientes el material de relleno se acabará biselándolo a 45°. El apriete de los pernos se realizará una semana después, y se comprobará el alineamiento otra vez.

Soldaduras en obra

Las soldaduras que haya que realizar en los equipos, serán por soldadores homologados o cualificados. Si hubiera que hacer alguna homologación será por cuenta del contratista.

Las soldaduras se harán como indique la especificación o el procedimiento del fabricante, y todos los ensayos serán por cuenta del contratista.

El contratista suministrará los electrodos necesarios cumpliendo los requisitos necesarios de la especificación del fabricante. Los electrodos homologados se mantendrán en estufas entre 45 y 50 °C para eliminar la humedad. Los de bajo contenido en hidrogeno (básicos) antes de usarlos se mantendrán en estufas a 130 y 145 °C, 6 horas antes de usarlos. Los electrodos húmedos o mojados serán rechazados.

Comprobaciones finales

Las siguientes comprobaciones serán de aplicación tanto para el montaje de equipos estacionarios como rotativos.

Todos los elementos o accesorios que componen los equipos deben estar montados como indican los planos.

Las bancadas de hormigón deben estar correctas y los pernos apretados. La posición de equipos debe estar en sus elevaciones tal como indican los planos y deben tener todas las protecciones colocadas, así como una correcta limpieza interior y exterior.

Debe funcionar todo el sistema de lubricación. Deben comprobarse las holguras y el alineamiento en los platos de acoplamiento después de comprobar el sentido de giro del motor.

Deben limpiarse todas las tuberías de conexión.

Debe comprobarse que las conexiones embridadas llegan sin ninguna tensión al equipo y que la secuencia de apriete es correcta.

Montaje de Bridas

Bridas planas con soldadura

Es muy importante que al montar la brida en la tubería quede a 90° con respecto al eje longitudinal o vertical de la tubería o equipos, salvo que se indique lo contrario.

La disposición del ensamblaje de la brida en la tubería será de forma que la brida quede hacia fuera del corte de la tubería un 25% de aproximadamente el grueso de la brida.

Cuando se sueldan las bridas se debe tener especial cuidado en el cordón que se realiza por la parte interior, pues nunca se debe cebar el arco en las superficies de los cierres de las bridas. Una vez acabado de soldar se deben limpiar todas las proyecciones y las aristas entre tubo y soldadura y rematarlas en romo (redondo).

Bridas con cuello soldadura a tope

Si las bridas vienen sin chaflán hay que hacerlos igual que en la tubería. La preparación de las uniones debe ser lo más concéntrico posible y respecto a la separación de bordes lo más paralelamente. Una vez realizada la soldadura se procederá a la limpieza de las proyecciones por si hubiera algún descuelgue por el interior.

Montaje de Estructuras

Estructuras atornilladas

En la fabricación hay que tener muy en cuenta que los nudos de unión estén totalmente libres de grasas, pinturas y proyecciones de soldaduras.

El montaje se debe hacer con el mayor número posible de piezas premontadas en la cota 0, siempre que queden bien arriostradas entre sí, y teniendo muy en cuenta la comprobación y mediciones de distancia de agujeros de nudos que se van a ensamblar en la montura. Los nudos deben estar limpios para que la superficie de contacto en la unión sea a hueso del propio material.

Los tornillos se deben montar cuando las uniones tienen los agujeros los más concéntricos posible, de esta manera se evitan desgarramientos en las roscas, lo cual mermaría la resistencia en el apriete del tornillo.

Antes de empezar a hacer el apriete, las partes de los conjuntos deben tener los tornillos puestos. Es conveniente que el apriete se haga con una secuencia para evitar deformaciones en los conjuntos y comprobando mediciones de alineamiento vertical y horizontal. Los nudos de acoplamiento a las piezas portantes o bases, cuando se hace el apriete, jamás deben deformarse a base de hacer un apriete excesivo para hacer su acoplamiento.

Estructuras soldadas

Son aquellas que las uniones se hacen por medio de soldaduras.

Hay que tener muy en cuenta que las uniones antes de soldar deben estar limpias de pintura, grasas y de la propia capa de protección del material que viene de la laminación.

Cuando se hacen los ensamblajes en montaje se debe tener muy en cuenta que las juntas de soldaduras no queden con separaciones excesivas para evitar deformaciones en el proceso de la soldadura. Siempre que sea posible en los conjuntos que estén preparados para soldar se deben colocar arriostramientos provisionales, y preparar una secuencia de las uniones a soldar para evitar deformaciones en el proceso de soldaduras. Dichos procesos se hacen de tal manera que las tensiones queden equilibradas, para que las deformaciones sean mínimas. Una vez realizadas las soldaduras se eliminarán todo tipo de proyecciones y se inspeccionarán visualmente para juntarlas.

Placas Base

La colocación de las placas base donde va alojada la estructura es de una importancia vital. Es necesario hacer un replanteo de dichas placas en coordenadas y elevaciones y luego arriostrarlas antes de hormigonarlas.

Los pilares que vayan alojados o soldados en las placas no deben tener desviaciones en sus coordenadas superiores a 25 mm y en plano vertical ± 25 mm por metro.

Montaje de Compensadores de Gases de Escape

Se comprobará si los compensadores de gases de escape han sufrido algún deterioro durante el transporte, tales como abolladuras, roturas, mojaduras, etc.

Se utilizarán solamente los elevadores de tope diseñados.

La junta de expansión se debe ajustar al sistema de tubería instalado. Nunca debe forzarse en reposo el sistema de la junta de expansión. Además no se debe de forzar o girar un extremo de una junta para que converjan los agujeros de los tornillos. Los fuelles no pueden compensar la torsión.

Se debe de tener especial cuidado en la dirección del compensador respecto del flujo del gas a transportar, ya que una mala colocación del mismo conduciría a su rotura.

Una vez terminada la instalación y antes de cualquier prueba de presión del sistema quitar todos los embalajes retirando cualquier material extraño que pueda haberse metido entre las ondas. Así mismo nunca se deben quitar las barras del embalaje hasta finalizar la instalación.

No se deben utilizar las barras de embalaje como soporte para elevación, ni utilizar cadenas o dispositivos de elevación directamente sobre los fuelles o cubiertas de los mismos.

Después de finalizada su instalación se realizará una inspección visual de todo el sistema de tubería, para asegurarse de que no existe ninguna evidencia de fallo.

4.2 Pruebas y Puesta A Punto de la Maquinaria

4.2.1 Pruebas

A menos que se especifique lo contrario en las Condiciones Facultativas, el Contratista realizará a su cargo cuantas pruebas o ensayos sean necesarios para demostrar que el trabajo cumple los requisitos del Contrato y, además, todos aquellos requeridos por la Legislación Vigente.

Estas pruebas serán verificadas por la R.P., o bien, si esta lo estima oportuno, por el correspondiente laboratorio oficial.

4.2.1.1 Pruebas Hidráulicas

Este procedimiento se aplicara a los sistemas de tuberías y equipos según norma.

Preparación de los circuitos

Para la preparación de los circuitos se habrá de tener en cuenta:

Límites de pruebas

Situación de elementos de cierre temporales.

Situación de venteo y purgas a utilizar.

Situación de manómetros. Contrastados.

Situación de soportes, válvulas y equipos

Antes de hacer las pruebas a presión el equipo o sistema estará totalmente acabado de soldaduras o ensayos.

Los soportes de carga variable y constante bloqueados.

Las válvulas de retención con plaqueta abierta, las de seguridad bloqueadas.

Proceso de pruebas

Las bombas de presión pueden ser manuales o motorizadas.

Los manómetros deben de estar contrastados con su certificado, el rango ser 1,5 veces la presión de prueba.

Llenado de la instalación

Se empieza a meter agua por la zona más baja y teniendo el venteo abierto. Este proceso debe ser lento para no generar bolsas de aire. Una vez que el agua sale por el venteo y expulsa el aire se cierra el venteo. Después se mete un 20% de presión y se vuelve a abrir el venteo para que salga el poco aire que queda, a continuación se vuelve a cerrar.

La subida de presión debe ser lenta. Una vez alcanzada y el circuito esta correcto, se mantiene aproximadamente diez minutos. En el vaciado se tendrá la precaución de abrir los venteos y drenar por los drenajes. Cuando la prueba sea satisfactoria se repondrán todos los elementos en línea y se procederá al aislamiento si lo llevan.

Toda la instalación, deberá someterse a la correspondiente prueba de estanqueidad. Esta prueba se efectuara para cada parte de la instalación en función de la presión de servicio a que va a trabajar la misma, pudiéndose realizar de forma completa o por tramos y siempre antes de ocultar, enterrar o empotrar las tuberías. Esta prueba de estanqueidad será efectuada por la empresa instaladora y debe realizarse con aire o agua según el tipo de elemento a circular por la tubería.

La prueba se realizara a 1.5 veces la presión nominal y se mantendrá por un tiempo mínimo de 6 horas. Los depósitos de aceite deberán ser probados mediante llenado de agua a 2/3 de su capacidad y al menos durante 24 horas.

Aquellos circuitos destinados a transportar aceite y que hayan sido probados con agua, deberán ser limpiados completamente mediante aire comprimido.

4.2.1.2 Pruebas Eléctricas

Medidas eléctricas

Por cada circuito de Baja Tensión, se efectuará una medida de aislamiento, debiendo obtenerse valores inferiores a los establecidos en el vigente R.E.B.T. para la tensión nominal de 380 V.

Resistencia de los materiales

Dado que todos los materiales eléctricos a utilizar deben corresponderse con tipos "aceptados", producidos por fabricantes de reconocida solvencia, no se considera necesario efectuar pruebas de resistencia.

4.3 Condiciones de Uso, Mantenimiento y Seguridad

Las instalaciones, equipos y productos industriales deberán estar contruidos o fabricados de acuerdo con lo que prevea la correspondiente Reglamentación que podrá establecer la obligación de comprobar su funcionamiento y estado de conservación o mantenimiento mediante inspecciones periódicas.

4.3.1 Instalación Eléctrica.

Información a los usuarios.

Como anexo al certificado de instalación que se entregue al titular de cualquier instalación eléctrica, la empresa instaladora deberá confeccionar unas instrucciones para el correcto uso y mantenimiento de la misma. Dichas instrucciones incluirán, en cualquier caso, como mínimo, un esquema unifilar de la instalación con las características técnicas fundamentales de los equipos y materiales eléctricos instalados, así como un croquis de su trazado.

Cualquier modificación o ampliación requerirá la elaboración de un complemento a lo anterior, en la medida que sea necesario.

Mantenimiento de las instalaciones.

Los titulares de las instalaciones deberán mantener en buen estado de funcionamiento sus instalaciones, utilizándolas de acuerdo con sus características y absteniéndose de intervenir en las mismas para modificarlas. Si son necesarias modificaciones, éstas deberán ser efectuadas por un Instalador Autorizado.

Inspecciones.

Sin perjuicio de la facultad que, de acuerdo con lo señalado en el artículo 14 de la Ley 21/1992, de Industria, posee la Administración Pública competente para llevar a cabo, por sí misma, las actuaciones de inspección y control que estime necesarias, el cumplimiento de las disposiciones y requisitos de seguridad establecidos por el presente Reglamento y sus Instrucciones Técnicas Complementarias, según lo previsto en el artículo 12.3 de dicha Ley, deberá ser comprobado, en su caso, por un Organismo de Control autorizado en este campo reglamentario.

4.3.2 Instalación de Protección Contra incendios

Se verificará periódicamente y como máximo cada 3 meses por personal del establecimiento, la situación, accesibilidad y aparente buen estado del extintor y todas sus inscripciones.

Cada 6 meses se realizarán las operaciones previstas en las instrucciones del fabricante o instalador. Particularmente se verificará el peso del extintor, su presión en caso de ser necesario, así como el peso mínimo previsto para los botellines que contengan agente impulsor.

Cada 12 meses se realizará una verificación de los extintores por personal especializado y ajeno al propio establecimiento.

Las verificaciones semestrales y anuales se recogerán en tarjetas unidas de forma segura los extintores, en las que constarán: fecha de comprobación y la identificación de la persona que lo ha realizado.

En caso de ser necesarias observaciones especiales, también se podrán recoger en las tarjetas.

Las operaciones de retimbrado y recarga se realizarán según el Reglamento de Aparatos a presión.

4.4 Recepción del motor

Al recepcionar el motor es necesario hacerle diversas pruebas para comprobar que las características técnicas ofrecidas por el fabricante se cumplen realmente en la instalación. El motor es un Guascor HGM 240 y el combustible que utiliza es gas natural. Las condiciones en que se deben hacer las pruebas son las siguientes:

Condiciones		
Presión ambiente	kPa	100
Temperatura ambiente	°C	25
Humedad relativa	%	30
Temperatura del agua de salida del circuito principal	°C	90
Temperatura del agua de entrada del circuito auxiliar	°C	55
Régimen del motor	r.p.m	1.500

4.4.1 Medioambiente

Se deben analizar las emisiones del motor y comprobar que éstas no superen los siguientes valores:

NO _x	Mg/Nm ³	<500
CO	Mg/Nm ³	<1.100
NMHC	Mg/Nm ³	<300

4.4.2 Potencias

Se harán comprobaciones de las potencias indicadas en la ficha técnica ofrecida por el fabricante. Se realizarán pruebas con la carga al 100%, al 80%, al 60% y al 40%.

La prueba se realizará durante 48 horas de funcionamiento ininterrumpido.

De los siguientes datos se admitirán las siguientes tolerancias con el 100% de carga:

Tolerancias al 100% de carga	
Consumo	+ 5%
Circuitos de refrigeración y gases de escape	± 15%
Pérdidas	± 25%
Temperaturas de escape	± 20%
Caudales máxicos	± 10%

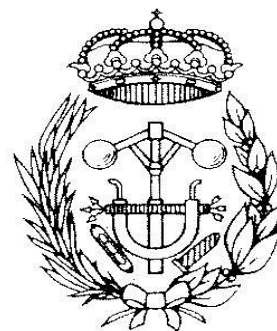
		Nominal	Cargas Parciales		
Carga	%	100	80	60	40
Balance térmico					
Potencia mecánica	kW	520	416	312	208
Presión media efectiva	bar	17,3	13,9	10,4	6,9
Consumo de combustible	kW	1196	966	752	539
Rendimiento térmico	%	43,1	43,1	41,5	38,6
Potencia circuito principal agua	kW	249	204	160	154
Potencia intercooler	kW	82	54	27	8
Potencia gases de escape (25°C)	kW	317	268	214	155
Potencia gases de escape (120°C)	kW	248	212	171	125
Temperatura gases escape	°C	460	480	498	516
Pérdidas por radiación	kW	28	24	19	14
Ajuste de carburación					
O ₂ seco en escape (solo como referencia)	%	9,5	9,3	9,0	8,7
Caudales máxicos					
Caudal aire admisión	Kg/h	2.190	1.770	1.360	950
Caudal gases de escape (húmedos)	Kg/h	2.280	1.840	1.420	990

Nota: Las potencias serán válidas para temperaturas ambiente de hasta 30°C y para altitudes de hasta 1.000m.

4.4.3 Consumos y generación

La energía eléctrica consumida y generada se controlará en el centro de transformación, de esto se encarga la compañía eléctrica.

En el centro de transformación van colocadas unas celdas que medirán la energía eléctrica que se consume y también la cantidad de energía eléctrica que se introduce a la red, así como su calidad. Si la energía eléctrica introducida no cumple las condiciones (cantidad, calidad) la compañía eléctrica cerrará el seccionador.



ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE INGENIEROS INDUSTRIALES Y DE TELECOMUNICACIÓN

Titulación:

INGENIERÍA TÉCNICA INDUSTRIAL MECÁNICA

Título del proyecto:

SISTEMA DE COGENERACIÓN PARA PRODUCCIÓN DE
ENERGÍA TÉRMICA Y ELÉCTRICA EN UNA LAVANDERÍA
INDUSTRIAL

Documento nº 5: Presupuesto

Alumna: Haizea Ortega Leoz

Tutor: Juan José Aguas Alcalde

Pamplona, Febrero de 2013

Índice

5.	Presupuesto	3
5.1	Grupo de cogeneración	3
5.2	Centro de seccionamiento	4
5.3	Alta y baja tensión.....	5
5.4	Instalación de gas natural	7
5.5	Instalación mecánica y recuperación de agua	8
5.6	Acumulador de agua caliente	9
5.7	Caldera de recuperación	10
5.8	Obra civil.....	11
5.9	Resumen presupuesto final	13

5. Presupuesto

5.1 Grupo de cogeneración

01		GRUPO DE COGENERACIÓN			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
01.01	Ud.	Caseta insonorizada de 40 pies	1	378.850	378.850
		Grupo de generación con gas natural HGM240/55 de 500 kW incluyendo cuadro de control y protección motor GIZAR. Cuadro de control, protección y sincronismo con cuadro de potencia. Recuperación térmica circuito principal. Refrigeración de emergencia del circuito auxiliar y circuito principal mediante electroradiador.			
					378.850
Total grupo de cogeneración				378.850 €	

5.2 Centro de seccionamiento

02		CENTRO DE SECCIONAMIENTO			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
02.01	Ud.	Celda de línea CGMcosmos-L 24 kV, Ormazabal	4	5.347,80	21.391,20
02.02	Ud.	Celda de línea CGMcosmos-P 24 kV, Ormazabal	1	3.264,71	3.264,71
02.03	Ud.	Fusibles MT 12/24 kV	3	51,53	154,59
02.04	Ud.	Armario Telemando tipo IBL 18 Ah	1	6.622,35	6.622,35
02.05	Ud.	Interconexión telemando	1	313,78	313,78
02.06	Ud.	Mano de obra Programación	1	2.568,94	2.568,94
02.07	Ud.	Conector atornillable en "T"	12	155,98	1.871,76
02.08	Ud.	Conector atornillable de acople	3	155,98	467,94
02.09	Ud.	Conector recto enchufable	3	106,38	319,14
02.10	Ud.	Empalme mixto	6	286,99	1.721,94
					38.696,35
Total centro de seccionamiento				38.696,35 €	

5.3 Alta y baja tensión

03		ALTA Y BAJA TENSIÓN			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
03.01		LÍNEA SUBTERRÁNEA			
001	m	Canal en terreno 2T Ø 200 mm.	100	48,98	4.898
002	Ud.	Arqueta paso prefabricada modular	4	380,93	1.523,72
003	m	Línea HEPRZ1 12/20kV 3(1x95) Al	200	23,54	4.708
					11.129,72
03.02		EDIFICIO PREFABRICADO			
001	Ud.	Preparación de espacio PF-202	1	1.404,01	1.404,01
002	Ud.	Prefabricado ORMAZABAL PF-202	1	8.012,69	8.012,69
					9.416,70
03.03		APARELLAJE MEDIA TENSIÓN			
001	Ud.	Celda de línea CGMcosmoso-L 24 kV, de Ormazabal	1	2.110,42	2.110,42
002	Ud.	Celda protección con fusible CGMcosmos-P 24 kV, de Ormazabal	1	6.601,50	6.601,50
003	Ud.	Celda interruptor automático CGMcosmos-V 24 kV, de Ormazabal	1	18.700,21	18.700,21
004	Ud.	Celda de medida CGMcosmos-M 24 kV, de Ormazabal	1	5.176,34	5.176,34
					32.588,47
03.04		TRANSFORMADOR DE POTENCIA			
001	Ud.	Transformador de potencia 630 kVA	1	7.291,96	7.291,96
					7.291,96
03.05		CONEXIONADO			
001	Ud.	Celda AT / trafo	3	209,19	627,57
002	Ud.	Trafo / cuadro BT	3	554,12	1.662,36
					2.289,93

03.06		ARMARIO MEDIDA			
001	Ud.	Armario medida	1	407,91	407,91
					407,91
03.07		PUESTA A TIERRA			
001	Ud.	Tierra de protección	1	486,31	486,31
002	Ud.	Tierra de servicio o neutro transformador	1	620,63	620,63
003	Ud.	Mediciones en centro de transformación	1	358,92	358,92
					1.465,86
03.08		BAJA TENSIÓN			
001	Ud.	Cuadro baja tensión	1	2.116,81	2.116,81
					2.116,81
03.09		HERRAJES Y VARIOS			
001	Ud.	Fusibles MT 10/24 kV 6,3 A	3	51,53	154,59
002	Ud.	Banqueta aislante de 24 kV	1	44,93	44,93
003	Ud.	Pértiga detectora de tensión	1	143,09	143,09
004	Ud.	Pértiga de salvamento	1	86,36	86,36
005	Ud.	Armario de primeros auxilios	1	162,92	162,92
006	Ud.	Juego de Guantes Aislantes 20 kV	1	73,84	73,84
007	Ud.	Placa de peligro de muerte	1	5	5
008	Ud.	Placa de primeros auxilios	1	8,25	8,25
009	Ud.	Placa 5 Reglas de oro	1	9,35	9,35
010	Ud.	Extintor EF. 89B	1	154,82	154,82
					843,15
Total alta y baja tensión				67.550,51 €	

5.4 Instalación de gas natural

04		INSTALACIÓN DE GAS NATURAL			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
04.01		ESTACIÓN DE REGULACIÓN Y MEDIDA			
001	Ud.	P.A. de cambio de muelle de reguladores existentes	1	300	300
002	Ud.	Contador de turbina ELSTER G-250 con dinámica 1:20	1	1.520	1.520
					1.820
04.02		DISTRIBUCIÓN INTERIOR			
001	Ud.	Válvula bola TRUNNIÓN- Clase 150 PN 16, DN 50 de "Fiorentini"	1	214,90	214,90
002	m.	Tubería acero sin soldadura DIN 2440, DN-50 PN 16	20	53,25	1.065
					1.279,90
04.03		VARIOS			
001	Ud.	Montaje, pruebas y material auxiliar	1	600	600
					600
Total instalación de gas natural				3.699,90 €	

5.5 Instalación mecánica y recuperación de agua

05		INSTALACIÓN MECÁNICA Y RECUPERACIÓN DE AGUA			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
05.01		RECUPERACIÓN CALOR AGUA CALIENTE			
001	Ud.	Válvula de esfera DN-50 PN-10	11	180	1.980
002	Ud.	Válvula de esfera DN-25 PN-10	3	110	330
003	Ud.	Válvula de esfera DN-25 PN-16	3	125	375
004	Ud.	Válvula equilibrado DN-50	1	310	310
005	Ud.	Filtro Y DN-50	1	244	244
006	Ud.	Válvula regulación neumática DN-25 PN-16	1	850	850
007	Ud.	Bomba centrífuga vertical	1	2.590	2.590
008	Ud.	Presostato de mínima	1	650	650
009	Ud.	Sistema de vaciado DN-40	2	165	330
010	Ud.	Intercambiador de placas	1	3.100	3.100
011	Ud.	Válvula seguridad DN 32	1	780	780
012	Ud.	Válvula Seguridad DN32	1	780	780
013	Ud.	Purga punto alto	2	610	1.220
014	Ud.	Sonda temperatura 200°C	3	680	2.040
015	Ud.	Sonda temperatura 150°C	2	680	1.360
					16.939
05.02		RECUPERACIÓN CALOR VAPOR			
001	Ud.	Caudalímetro vapor	1	2.960	2.960
002	Ud.	Válvula de pistón DN-25	1	210	210
					3.170
Total instalación mecánica y acumulación de agua				20.109 €	

5.6 Acumulador de agua caliente

06		ACUMULADOR DE AGUA CALIENTE			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medi da	Precio unitario (€)	Importe (€)
06.01		ACUMULADOR			
001	Ud.	Depósito acumulación agua Inox.316L 5 m3.Calorifugado e interconectado.	1	18.900	18.900
					18.900
Total acumulador de agua caliente				18.900 €	

5.7 Caldera de recuperación

07		CALDERA DE RECUPERACIÓN			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
07.01		CALDERA DE RECUPERACIÓN			
001	Ud.	Caldera de recuperación de vapor	1	55.300	55.300
002	Ud.	Válvula de tres vías	1	6.300	6.300
003	Ud.	Economizador	1	17.600	17.600
004	Ud.	Alimentación modulante de agua	1	4.200	4.200
005	Ud.	2ª bomba alimentación agua	1	2.100	2.100
006	Ud.	Válvula automática purga lodos	1	1.400	1.400
007	Ud.	Válvula de purga de sales	1	1.100	1.100
008	Ud.	Contador de vapor	1	2.700	2.700
					90.700
Total caldera de recuperación				90.700 €	

5.8 Obra civil

08		OBRA CIVIL			
Nº de orden	Ud.	Concepto	Medida	Precio unitario (€)	Importe (€)
08.01		DEMOLICIONES Y MOVIMIENTO DE TIERRAS			
001	m ³	Desmonte terreno a máquina	9,5	21,03	199,79
002	m ³	Ensanche sub-base todo uno	3	29,04	87,12
003	m ³	Corte y demolición del pavimento	22,1	28,56	631,18
004	m ³	Excavación zanjas instalaciones	87	11,50	1.000,50
005	m ³	Relleno zanjas instalaciones	87	26,48	2.303,76
					4.222,35
08.02		CIMENTACIONES Y HORMIGONES			
001	m ³	Hormigón en masa	10	93,90	939
002	m ³	Hormigón HA-25/P/20/IIa zapatas	5,5	161,09	886
003	m ³	Solera acabado regleado	38	38,38	1.458,44
004	m ³	Hormigón HA-25/P/20/IIa recrecido muro	2,4	357,01	856,82
005	ml	Cerramiento plastificado	8	27,73	221,84
					4.362,10
08.03		VARIOS			
001	P.A	Ayudas ofi. Albañilería a instalaciones	1	588,50	588,50
002	Ud.	Limpieza	1	569,74	569,74
003	P.A	Gestión de residuos de demolición y construcción	1	513,82	513,82
004	ml	Cerramiento plastificado	8	27,73	221,84
					1.893,90

08.04		SEGURIDAD Y SALUD			
001	Ud.	Protección eléctrica y protección contra incendios	1	49,20	49,20
002	Ud.	Primeros auxilios y medicina preventiva	1	41,20	41,20
003	Ud.	Protecciones individuales	1	91,75	91,75
004	Ud.	Protecciones colectivas	1	98,39	98,39
005	Ud.	Formación y mantenimiento	1	150	150
006	Ud.	Instalaciones de higiene y bienestar	1	115,84	115,84
					546,38
Total obra civil				11.024,73 €	

5.9 Resumen presupuesto final

Nº orden	Descripción del capítulo	Importe
01	Grupo de cogeneración	378.850 €
02	Centro de seccionamiento	38.696,35 €
03	Alta y baja tensión	67.550,51 €
04	Instalación de gas natural	3.699,90 €
05	Instalación mecánica y recuperación de agua	20.109 €
06	Acumulador de agua caliente	18.900 €
07	Caldera de recuperación	90.700 €
08	Obra civil	11.024,73 €
TOTAL EJECUCIÓN MATERIAL		629.530,49 €
	Beneficio industrial 13%	81.838,96 €
	I.V.A 21%	132.201,40 €
TOTAL EJECUCIÓN POR CONTRATA		843.570,86 €

El presupuesto total asciende a la cantidad de OCHOCIENTOS CUARENTA Y TRES MIL QUINIENTOS SETENTA EUROS Y OCHENTA Y SEIS CÉNTIMOS.